

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
Facultad de Electrotecnia y Computación  
Ingeniería Eléctrica



Trabajo monográfico para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

**Tema:** “Generación distribuida: diseño de un sistema fotovoltaico conectado en paralelo a la red privada en baja tensión para el suministro eléctrico de mega tienda SINSA carretera Masaya”

**Autores:**

Br. Adiact Evenor Gonzalez Bervis. 2013-61278

Br. Iván Alejandro Aguilar Díaz. 2013-61049

**Tutor:**

Ing. Alejandro Hernández Solís.

Managua, Nicaragua 2019

## **Agradecimientos**

A Dios por permitirnos culminar nuestros estudios y llevar a cabo este trabajo producto de nuestro esfuerzo.

A nuestros padres por ser el motor de inspiración para luchar día a día hasta alcanzar nuestras metas.

A nuestro tutor, el Ingeniero Alejandro Hernández, por insistirnos desde un inicio en trabajar arduamente para presentar un trabajo de calidad, con el que podemos recibir exitosamente el título de ingeniero Eléctrico.

Y en general, a todas aquellas personas que de una u otra manera y de forma incondicional, aportaron un granito de arena para hacer realidad este trabajo.

**TEMA:**

GENERACION DISTRIBUIDA: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO EN PARALELO A LA RED PRIVADA EN BAJA TENSION PARA EL  
SUMINISTRO ELECTRICO DE MEGA TIENDA SINSA CARRETERA MASAYA.

## Resumen

El presente trabajo titulado “**Generación distribuida: diseño de un sistema fotovoltaico conectado en paralelo a la red privada en baja tensión para el suministro eléctrico de mega tienda SINSA carretera Masaya**”, pretende presentar un método de cálculo y dimensionado general de sistemas Solares, tomando en cuenta las condiciones favorables del clima en Nicaragua; Para considerar implementar estos emplazamientos en zonas cercanas a edificios o en ellos, teniendo como objetivo lograr la utilización de energías renovables a baja escala que contribuyan al cambio de la matriz energética actual del país.

En primer lugar, se describen las generalidades de la tecnología fotovoltaica, así como de los elementos que las componen; Sus características, los principios de funcionamiento, los tipos de paneles que existen a nivel mundial, aplicaciones y los costos de generación con este tipo de recursos renovables.

De igual forma se describirá la metodología que ha de utilizarse para lograr el dimensionado del sistema. Se expondrán las ecuaciones que se utilizarán en el caso de estudio.

Seguidamente se aplica la metodología al caso de estudio, utilizándose como ejemplo la nave comercial de SinSA carretera Masaya. También se detallan aspectos que han sido considerados para un dimensionado óptimo de la instalación solar, como la superficie aprovechable sobre la azotea del edificio.

Al final del trabajo se presentarán conclusiones y recomendaciones relacionadas a la aplicación de energías alternativas fotovoltaica en edificios y las nuevas tendencias que están siguiendo. De tal forma que se den a conocer los beneficios medio ambientales y económicos que conlleva la utilización de este tipo de energías.

# Contenido

<b>Glosario.....</b>	<b>viii</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>Antecedentes.....</b>	<b>2</b>
<b>Justificación .....</b>	<b>3</b>
<b>Objetivos .....</b>	<b>4</b>
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos.....	4
<b>Capítulo 1. Fundamentos y Tecnología de la energía solar .....</b>	<b>6</b>
1.1.    Introducción .....	6
1.1.1.    Energía Renovable.....	6
1.2.    La Energía Solar .....	7
1.2.1.    El Sol: fuente de la energía.....	7
1.2.2.    Radiación solar: .....	7
1.2.3.    La constante solar. ....	9
1.2.4.    Efecto de la atmósfera. ....	10
1.2.4.1.    Irradiación sobre una superficie.....	12
1.2.5.    Conversión de la energía solar. ....	16
1.2.5.1.    Tecnología solar fotovoltaica. ....	16
1.3.    La célula solar. ....	17
1.3.1.    Teoría de semiconductores.....	17
1.3.1.1.    Modelo de bandas de energía.....	17
1.3.1.2.    Rotura y combinación de enlace. ....	18
1.3.1.3.    La unión P-N. ....	19
1.3.1.4.    La unión P-N iluminada. ....	21
1.4.    Curva característica de las celdas fotovoltaica .....	23
1.4.1.    Curva de corriente vs tensión (curva I-V).....	23
<b>Capítulo 2. Memoria descriptiva .....</b>	<b>26</b>
2.1.    Objeto.....	26
2.2.    Localización .....	26
2.3.    Normativa.....	27
2.5.    Características de la Instalación. ....	28

2.5.1.	Módulo fotovoltaico.....	28
2.5.2.	Estructura de soporte.....	30
2.5.3.	Inversor .....	31
2.5.4.	Cableado.....	34
2.5.5.	Protecciones .....	36
2.4.6.	Puesta a Tierra.....	38
2.4.7.	Controlador del Sistema Fovovoltaico.....	39
2.4.8.	Equipo de Medida .....	40
2.4.9.	Centro de transformadores.....	41
<b>Capítulo 3. Cálculos Técnicos.....</b>		<b>44</b>
3.1.	Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.....	44
3.1.1.	Módulos conectados en serie .....	45
3.1.2.	Módulos conectados en paralelo .....	47
3.2.	Direccionamiento del inversor .....	48
3.3.	Dimensionado de la estructura de soporte.....	49
3.4.	Plantas parcialmente integradas.....	50
3.4.1.	Inclinación y orientación de los paneles .....	50
3.4.2.	Area de la instalacion .....	52
3.5.	Cálculo de cableado .....	52
3.5.1.	Cableado de corriente continúa.....	53
3.5.2.	Sección del cableado entre paneles y cajas de combinación.....	54
3.5.3.	Cálculo de la sección del cableado comprendido entre cajas de combinación de corriente continua e inversor.....	55
3.6.	Cableado de corriente alterna .....	56
3.6.2.	Cálculo de la sección del cableado comprendido entre el inversor y los transformadores. ....	56
3.6.3.	Calculo de la sección del cableado comprendido entre transformadores y tablero de distribución PRL4.....	57
3.7.	Calculo de las protecciones .....	57
3.7.1.	Protección entre módulos y cajas de combinación .....	58
3.7.2.	Protecciones entre cajas de combinaciones e inversor .....	59
3.7.3.	Protección entre inversor y transformadores de tipo seco .....	59
3.7.4.	Cálculo de la protección de puesta tierra .....	60
3.7.5.	Puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos .....	60

3.7.6.	Puesta a tierra entre cajas de combinación e inversor .....	60
3.7.7.	Puesta a tierra en el circuito de Corriente Alterna .....	60
3.8.	Calculo del centro de transformadores.....	61
3.9.	Ahorro con la tecnología implementada.....	63
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Huella de carbono.....</b>	<b>65</b>
4.1.	Huella de carbono de una organización.....	65
4.2.	Base metodológica del cálculo.....	66
<b>Conclusiones .....</b>		<b>68</b>
<b>Recomendaciones.....</b>		<b>69</b>
<b>Referencias bibliográficas.....</b>		<b>70</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>72</b>
1.	Informe – Analizador de redes [Fluke] .....	73
2.	Simulación Excel [Demanda vs Generación] .....	86
3.	Simulación de PVsyst [Resumen] .....	88
4.	Fichas técnicas de los equipos [Referenciados] .....	92
5.	Red de media tensión y baja tensión, diagrama Unifilar (actualizado) con integración del sistema fotovoltaico propuesto. ....	102
5.1.	Sistema fotovoltaico, diagrama unifilar ampliado .....	103
5.2.	Implantación fotovoltaica, diagrama de techo [Integración arquitectónica] .....	104
5.3.	Distribución de paneles fotovoltaicos, dimensionamiento [valido para los 3 generadores]. .....	105
6.	Pliego tarifario octubre 2018 .....	106
7.	Factura de complejo.....	107
8.	Mapa solar de Nicaragua, Vadstena - Universidad Centro Americana (UCA), Julio Lopez De La Fuente SJ.....	108

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Radiación Solar .....	9
Ilustración 2. Posición de la tierra respecto al sol según periodo del año.....	10
Ilustración 3. Radiación directa y difusa. ....	11
Ilustración 4. Angulo de incidencia. ....	12
Ilustración 5. Variación anual de la declinación solar (trazo fino) .....	14
Ilustración 6. Altura y ángulo solar.....	15
Ilustración 7. Azimut .....	15
Ilustración 8. Semiconductores tipo P.N.....	19
Ilustración 9. Zonas de un semiconductor. ....	20
Ilustración 10. Dirección de la corriente en una célula fotovoltaica.....	23
Ilustración 11. Curva V - I .....	23
Ilustración 12. Vista satelital de la Nave [Mega Tienda Sinsa].....	27
Ilustración 13. Ficha técnica del módulo fotovoltaico [Trina Solar].....	28
Ilustración 14. Layout de modulo fotovoltaico [Dimensiones] .....	29
Ilustración 15. Curva característica V – I del módulo TSM-300 .....	29
Ilustración 16. Elevación solar en Managua [PVsyst].....	30
Ilustración 17. Inversor [Zigor Solar] .....	33
Ilustración 18. Ficha técnica del inversor seleccionado [Zigor Solar] .....	33
Ilustración 19. Estructura de cableado fotovoltaico [Viakon].....	35
Ilustración 20. Combinador/Caja de combinación [Eaton] .....	37
Ilustración 21. Main Breaker FD3225L [Eaton] .....	37
Ilustración 22. Esquema de PE, instalación con transformador.....	39
Ilustración 23. Características técnicas del controlador PCM3.....	40
Ilustración 24. Controlador PCM3 [Zigor Solar] .....	40
Ilustración 25. Medidor de variables eléctricas PXM 4000 [Eaton] .....	41
Ilustración 26. Esquema simplificado de transformador reductor .....	42
Ilustración 27. General-purpose transformador V39M28T49X [Eaton].....	42
Ilustración 28. Tipología de módulos PV sobre mobiliario urbano .....	50
Ilustración 29. Inclinación y azimut del panel .....	51
Ilustración 30. Elevación de estructura principal de la nave [Sinsa] .....	51



## Glosario

1. **Radiación Solar:** La radiación solar es la energía electromagnética que mana en los procesos de fusión del hidrógeno (en átomos de helio) contenido en el sol.
2. **Irradiancia:** Irradiancia es la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .
3. **Irradiación:** Se trata de la energía en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en  $\text{kWh/m}^2$ .
4. **Fotón:** Partícula de luz que se propaga en el vacío; Es la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética, incluyendo los rayos gamma, los rayos X, la luz ultravioleta, la luz visible (espectro electromagnético), la luz infrarroja, las microondas y las ondas de radio.
5. **Rendimiento Energético:** También llamando performance ratio (PR). Se trata de la energía producida por la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta las pérdidas del sistema. Debido a factores que afectan a los elementos del sistema, como puede ser bajo rendimiento del inversor, de los módulos, falta de luminosidad, el cableado o la temperatura de las células.
6. **Horas equivalentes de Sol (HES):** Son los kilovatios hora producidos al año por cada kilovatio pico instalado. También representa el número de horas al año que funcionará la instalación suponiendo unas condiciones estándar de medida.
7. **Potencia de Pico (Wp):** potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar (Radiación solar =  $1000 \text{ W/m}^2$ ; Temperatura =  $25^\circ\text{C}$ ; A.M. = 1).
8. **Corriente nominal (A):** corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
9. **Tensión nominal (V):** tensión de trabajo del módulo.

## **Introducción.**

La preocupación por el calentamiento global y el medio ambiente ha tomado gran relevancia en las últimas décadas. Esto ha desencadenado un aumento en los esfuerzos para reemplazar las tecnologías de generación eléctricas tradicionales por nuevas tecnologías, menos contaminantes. Bajo el alero de este concepto nace el apoyo a las energías renovables, que han incrementado su aporte a las matrices energéticas mundiales notablemente. Países como Alemania y España ya cuentan con una gran participación de energías renovables en su matriz energética.

Las fuentes de energía renovables son aquellas que son ilimitadas, es decir, inagotables tras haber sido utilizadas, aunque un excesivo uso de algunas de ellas pueda llevar a su agotamiento y necesiten de un largo período para su regeneración. Por este motivo es imprescindible utilizar el concepto de energía recuperable, es decir, utilizar la cantidad de energía renovable que puede ser utilizada anualmente sin disminuir el monto total del recurso en cuestión. De esta manera un límite máximo sostenible de uso para cada fuente de energía renovable puede ser definido.

La energía renovable más utilizada es la solar-fotovoltaica, por ejemplo, en Nicaragua se han creado unos 48 sistemas fotovoltaicos, en ese mismo número de comunidades, que corresponden a los siguientes municipios de la Región Autónoma del Atlántico Norte (RAAN): Siuna, Rosita, Bonanza, Prinzapolka, Waspam y Puerto Cabezas, a través del cual se proporciona acceso de electricidad a estas comunidades rurales, beneficiando a 62 mil habitantes.

Por otra parte, las industrias son consumidores importantes de recursos no renovables, los cuales disminuyen sus reservas día a día, como es el caso del petróleo y derivados. Una de las novedades en el mundo energético, son los sistemas de generación distribuida, conectados o en paralelo a la red. El objetivo de la generación distribuida es integrar en un mismo sistema, la generación de celdas solares con la red, para suministro lo más cercano a la carga. Se consigue una mayor facilidad de instalación y mejor economía al trabajar directamente al suministro energético de la carga, sin la necesidad de almacenar dicha energía.

## Antecedentes

La matriz Energética de Nicaragua según datos de CNDC<sup>1</sup> en potencia instalada medidas en MW está compuesta de la siguiente forma: Biomasa 137 MW, Eólico 313.5 MW, Geotérmico 142 MW, Hidroeléctrico 448.57 MW, Termico 869.7 MW y Solar con una potencia Instalada de 25.38 MW aportados por 3 centrales solares que son: Generación Solar El Velero con una potencia de 12 MW, Planta Fotovoltaica Solaris con una potencia de 12 MW, Planta Generadora de Energía Fotovoltaica La Trinidad con una potencia de 1.38 MW.

Dentro de los datos que presentan las entidades competentes del sector eléctrico regional y nacional no figuran los sistemas eléctricos aislados, sistemas eléctricos de generación distribuida los cuales han tenido un crecimiento importante en el sector en los últimos Años, Empresas del sector privado como SINSA, CUBAS ELECTRICA, Entidades bancarias como Banco Procredit, Zonas franca, sector turístico y entidades estatales cuentan con parques solares para auto consumo.

Plantas industriales como Saratoga Zona Franca y Cargill, cuentan dentro de su matriz energética con parques solares de configuraciones muy similares a la planteada para este trabajo de tesis. A mayor escala un ejemplo de este tipo de parques solares en conexión paralela a red tenemos en nuestro país la Planta de generación fotovoltaica “La Trinidad”, con una potencia instalada de 1.38 MW interconectado a la red de distribución (SIN<sup>2</sup>).

Actualmente con la Ley NO. 272 “Ley de la industria eléctrica” en la Asamblea Nacional está previsto se discuta la iniciativa de ley de reforma y adiciones a esta ley, lo cual le permitirá a la población generar energía para su autoconsumo, algo que ya se daba, pero se tienen inconvenientes por falta de medidores bidireccionales, lo cual restringe la venta de energía y en todo caso, actualmente al inyectar esta energía a la red teniendo medidores unidireccionales causa una facturación doble esto a causa de que los medidores no están adaptados para otro fin más que para medir consumo.

---

<sup>1</sup> CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga.

<sup>2</sup> SIN: Sistema Interconectado Nacional.

## Justificación

En la actualidad el sistema de generación de energía eléctrica, tiene una dependencia del más del 55% de combustibles fósiles, que por su propia naturaleza es una fuente limitada que ocasiona problemas tanto económicos, medioambientales, entre los que se puede citar el “efecto invernadero”, la “lluvia ácida” y la deforestación<sup>3</sup>. En este caso, dado que el sistema fotovoltaico utiliza como fuente primaria la energía del sol, se puede considerar como energía inagotable.

Este sistema ofrece mucha ventaja en cuanto a la producción de energía, ya que ésta se realiza en horas punta (horas pico) y se obtiene en el propio lugar de consumo, disminuyendo el transporte de energía y las pérdidas asociadas, y emplea recursos autóctonos, disminuyendo la dependencia energética ofrecida por la distribuidora. Además, desde el punto de vista medioambiental, se genera energía eléctrica de forma no contaminante, evitando las emisiones de gases CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub> que se emitirían al producir la misma cantidad de energía mediante los medios convencionales.

De hecho, en Nicaragua existen leyes que fomentan el financiamiento de organismos internacionales para el uso de Energías Renovables. En el trabajo monográfico se planteará una forma de generación eléctrica distribuida con un sistema solar conectado en paralelo a la red, presentado como caso de estudio la Mega tienda de SINSA ubicada en el kilómetro 8 ½ carretera a Masaya. Siendo esta una de las tiendas de la compañía que tiene mayor consumo energético y un alto potencial para la instalación de una pequeña central solar fotovoltaica. Cabe destacar que la importancia de nuestro trabajo tiene como base dos pilares, número uno el impacto económico que trae este tipo de instalaciones, y segundo la disminución de consumo energético de fuentes contaminantes que a su vez contribuye positivamente al cambio de la matriz energética del país que tiene como objetivo un 82% de energías renovables para el año 2025.

---

<sup>3</sup> Ademir Suarez Carrillo (junio 2008), **Estudio técnico económico de instalación fotovoltaica de 100 KW en cubierta de nave industrial**, recuperado el 15 de julio en: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/48679331e03b9.pdf>

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Presentar el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico en conexión paralela a la red privada en baja tensión en Mega tienda SINSA carretera Masaya.

### **Objetivos Específicos**

- 1) Definir el concepto de conexión paralela a red de un sistema fotovoltaico a la red de distribución en media tensión y red privada en baja tensión.
- 2) Presentar un método para la inserción de la energía solar fotovoltaica a la red.
- 3) Diseñar un parque solar fotovoltaico a pequeña escala conectado a la red privada de baja tensión del complejo Mega tienda SINSA.
- 4) Aplicar la metodología y diseño en Mega tienda SINSA carretera Masaya, como caso de estudio, estimando los beneficios económicos y huella de carbono, de esta tecnología.

# **Capítulo 1.**

## **Fundamentos y Tecnología de la energía solar**

## **Capítulo 1. Fundamentos y Tecnología de la energía solar**

### **1.1. Introducción**

#### **1.1.1. Energía Renovable**

En la literatura existen variadas definiciones de energía renovable, sin embargo, una de las más precisas corresponde a la desarrollada por la Asociación de Industrias de Energía Renovable de Texas (TREIA). Esta definición expresa lo siguiente:

“Energía renovable corresponde a cualquier energía que es regenerada en un corto período de tiempo y obtenida directamente del Sol (como Termal, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, energía fotosintética obtenida de la biomasa) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (Como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.”

La principal fuente de energía renovable es el sol. El sol envía a la tierra energía radiante, es decir, luz visible, radiación infrarroja y algo de ultravioleta. Sin embargo, en la atmósfera se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica, la energía de biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas.

El extensivo desarrollo de fuentes de energía alternativas como la energía solar, termal y eólica, ha sido un positivo resultado de la escasez de fuentes de energía convencionales.

## **1.2. La Energía Solar**

### **1.2.1. El Sol: fuente de la energía.**

El origen de la energía que el Sol produce e irradia está en las reacciones nucleares que se realizan constantemente en su interior. En ellas, los átomos de hidrógeno, que es el elemento más abundante en el Sol, se combinan entre sí para formar átomos de helio y, al mismo tiempo, una pequeña parte de la masa de dichos átomos se convierte en energía, de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein  $E=mc^2$ , la cual fluye desde el interior hasta la superficie y desde allí es irradiada al espacio en todas direcciones.

Aunque el Sol también emite partículas materiales, la mayor parte de la energía irradiada es transportada en forma de ondas electromagnéticas (fotones) en una amplia gama de longitudes de onda diferentes, las cuales se desplazan en el espacio vacío a 300.000 km/s, tardando solamente ocho minutos en recorrer los 150 millones de kilómetros que hay entre el Sol y la Tierra.

El sol tiene un diámetro de  $1,39 \cdot 10^9$  m y está situado a una distancia media de  $1,5 \cdot 10^{11}$  m respecto de la Tierra. Cada segundo el sol irradia en todas direcciones del espacio una energía de  $4 \cdot 10^{26}$  julios, esto es, tiene una potencia de  $4 \cdot 10^{23}$  kW. Para hacernos una idea de la enorme magnitud de estas cifras, basta considerar que la potencia de todas las plantas industriales del mundo trabajando juntas sería unos trescientos billones de veces más pequeña.

### **1.2.2. Radiación solar:**

La temperatura efectiva de la superficie del sol es de unos 5.900 K. Esto significa que la emisión de radiación de un cuerpo negro ideal que se encontrara a 5.900 K sería muy parecida a la del Sol.

Dicha emisión se describe mediante un espectro de intensidad radiante que establece la proporción en que participan las diferentes longitudes de onda de las que está compuesta la radiación.

La mayor parte de los fotones emitidos por el Sol tienen una longitud de onda comprendida entre 0.3  $\mu\text{m}$  y 3  $\mu\text{m}$ , aunque solo las que van desde 0.4 y 0.7  $\mu\text{m}$  son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce



como radiación visible. El resto es la radiación “no visible” emitida por el Sol, transporta también una considerable energía que es preciso tener en cuenta.

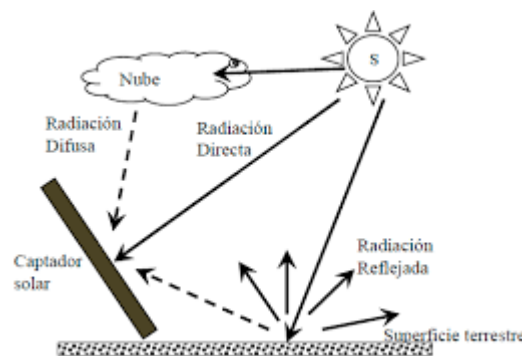
A continuación, se muestran las definiciones básicas para comprender los conceptos expuestos dentro del desarrollo de los conocimientos sobre la radiación solar:

- Irradiancia solar ( $I$ ): Es la energía incidente por unidad de tiempo (potencia) sobre la unidad de superficie. [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].
- Irradiación o radiación solar ( $H$ ): Resulta de la integración de la irradiancia durante un cierto periodo de tiempo. Es una medición de energía incidente por unidad de superficie. [ $\text{J}/\text{m}^2$  o  $\text{Wh}/\text{m}^2$ ].
- Constante solar ( $I_0$ ): Irradiancia (para todas las longitudes de onda), proveniente del Sol, que incide sobre la unidad de superficie expuesta perpendicularmente a los rayos solares fuera de la atmósfera de la tierra.  $I_0 = 1367 \text{ W}/\text{m}^2$
- Potencia radiada por el sol:  $3,84 \times 10^{23} \text{ kW}$
- Potencia incidente sobre la tierra:  $1,74 \times 10^{14} \text{ kW}$
- Radiación solar directa ( $H_D$ ): Proviene directamente del sol sin haber sufrido ninguna modificación. Una única dirección de incidencia concentración
- Radiación solar difusa ( $H_d$ ): La que llega a la superficie después de haber sufrido diferentes cambios de dirección, reflexiones y refracciones. Procede de la bóveda terrestre. Múltiples direcciones de incidencia \_ No concentración
- Radiación reflejada ( $H_r$ ): Proviene de la reflexión producida por el suelo o por otros elementos que rodean a la superficie considerada. Albedo ( $a$ ) = coeficiente de reflexibilidad.
- Radiación global ( $H_G$ ): Es la suma de todas las anteriores.

La cantidad de luz recibida por un sistema fotovoltaico en una localización dada, consta de tres componentes:

- a) Luz procedente directamente del sol.
- b) Luz procedente del cielo tras ser difuminada por los gases y masas de vapor en suspensión en la atmósfera.
- c) Luz procedente de los dos componentes citados anteriormente, pero que han sido reflejadas por la tierra y otras superficies.

La atmósfera absorbe y refleja parte de la radiación solar, incluyendo parte de los rayos X y de la radiación ultravioleta.



*Ilustración 1. Radiación Solar*

### **1.2.3. La constante solar.**

La energía procedente del sol, al extenderse por el espacio en todas direcciones, se reparte en una superficie esférica hipotética, cuyo centro es el foco emisor (el Sol) y cuyo radio crece a la misma velocidad que la propia radiación. Por tanto, la intensidad en un punto de dicha superficie esférica, al repartirse la energía sobre un área cada vez mayor, será más pequeña cuanto mayor sea el radio de la misma, es decir, cuanto mayor sea la distancia de dicho punto al Sol.

El valor medio de esta intensidad a la distancia Sol-Tierra es de  $1.353 \text{ W/m}^2$  y es conocido como Constante Solar ( $I_{cs}$ ).

En realidad, la Constante Solar sufre ligeras variaciones debido a que la distancia entre la Tierra y el Sol no es constante puesto que la órbita terrestre no es circular sino elíptica, siendo mayor durante los meses de diciembre y enero, en que la distancia Sol-Tierra es más pequeña, y menor durante los meses de junio y julio, en los que dicha distancia es máxima. Es digno de mención que esto es justamente lo contrario a lo que vulgarmente podría deducirse al suponer,

erróneamente, que en verano hace más calor porque nuestro planeta está más cerca del Sol.

Una expresión que permite calcular la constante solar para cada día del año es:

$$I_s = I_{CS} \left[ 1 + 0.033 * \left( \cos \frac{360 * N}{365} \right) \right]$$

Ecuación 1.1

(N es el número secuencial del día considerado: N=1 el 1 de enero y N=365 el 31 de diciembre)

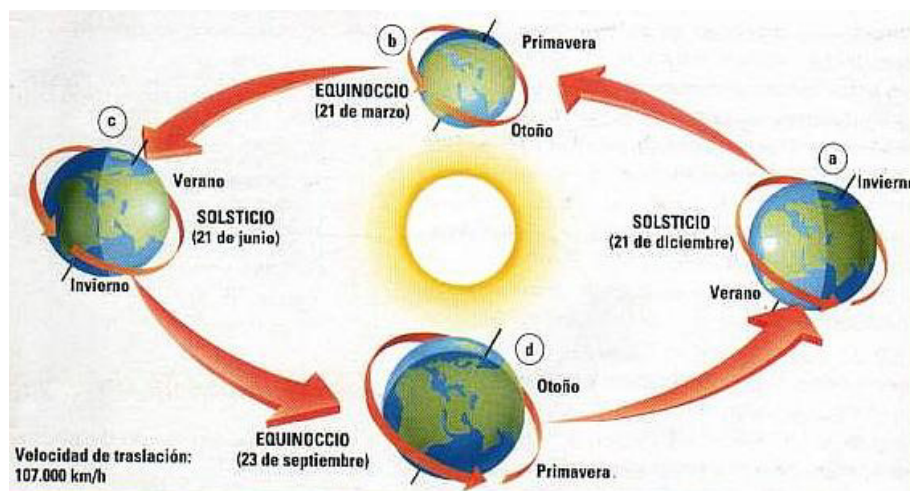


Ilustración 2. Posición de la tierra respecto al sol según periodo del año

#### 1.2.4. Efecto de la atmósfera.

No toda la radiación solar que recibe nuestro planeta llega hasta su superficie debido a que la capa atmosférica supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por diferentes moléculas del aire atmosférico. Este último fenómeno hace que la intensidad que llega a la superficie, aún en días despejados y con atmósfera muy limpia, sea como máximo de 1.000 W/m<sup>2</sup>

También hay que tener en cuenta que, a pesar de que los rayos solares viajen en línea recta, los fotones, al llegar a las capas atmosféricas, chocan con las moléculas y el polvo en suspensión y sufren cambios bruscos de dirección. Aunque esta luz difundida finalmente también llega a la superficie, no lo hace como si procediese directamente del disco solar, sino de toda la bóveda celeste. Esta

radiación es conocida como difusa, en contraposición con la radiación directa, que es aquella que alcanza la superficie manteniendo la línea recta desde el disco solar. La radiación total o global (G) es la suma de las radiaciones directa (B) y difusa (D).

$$H^G = H^B + H^D$$

Ecuación 1.2

La radiación difusa hace que un cuerpo siempre esté recibiendo una cierta cantidad de energía por todas sus partes, incluso por las que no recibe la luz del Sol directamente. Así, aunque en un día despejado la radiación directa es mucho mayor que la difusa, ésta última será, evidentemente, la única forma posible de radiación en los días cubiertos.

La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

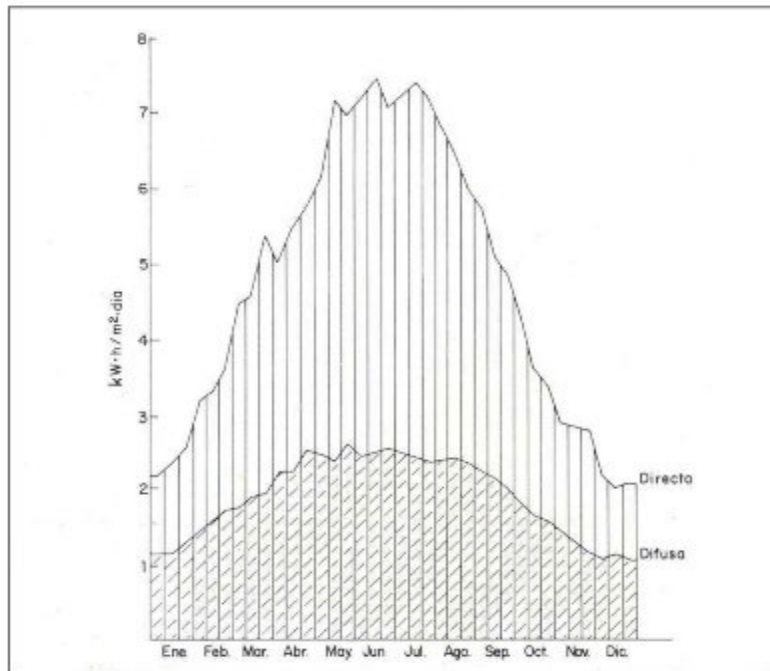


Ilustración 3. Radiación directa y difusa.

En cuanto a distribución energética, casi el 40% de la radiación que alcanza la superficie no lo hace en forma de luz visible, sino como radiación infrarroja, lo cual es importante tener en cuenta.

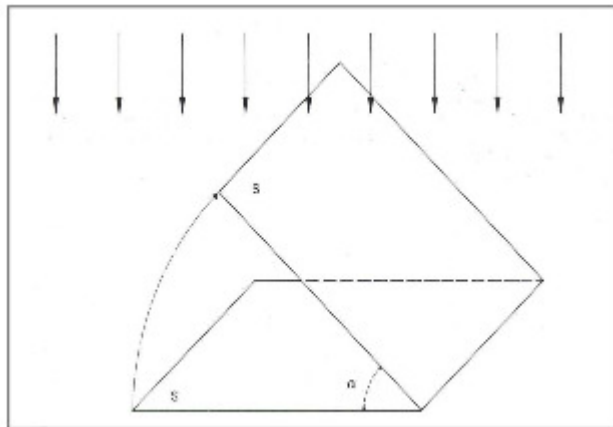
#### 1.2.4.1. Irradiación sobre una superficie.

La irradiación,  $E$ , es la cantidad de energía radiante que recibe una superficie determinada en un tiempo determinado. Por tanto, la intensidad radiante ( $I$ ), también denominada irradiancia, tiene la siguiente expresión:

$$I = \frac{E}{S \cdot t}$$

Ecuación 1.3

La cantidad de energía debida a la radiación directa que una superficie expuesta a los rayos solares puede recibir depende del ángulo formado por los rayos y la superficie en cuestión. Si la superficie es perpendicular a los rayos este valor es máximo, disminuyendo a medida que lo hace dicho ángulo ( $\theta$ ).



*Ilustración 4. Ángulo de incidencia.*

A la vista de la figura, si llamamos  $I_E$  a la intensidad sobre la superficie inclinada, e  $I_D$  a la intensidad directa sobre la superficie horizontal de la Figura 4 entonces:

$$I_E = I_D \cdot \cos \theta$$

Ecuación 1.4

La captación de la energía solar se realiza generalmente en superficies fijas inclinadas a fin de conseguir que el ángulo de incidencia sea mínimo y por tanto la exposición global máxima. Además del ángulo de incidencia de la radiación ( $\theta$ ),

debemos tener en cuenta el ángulo de inclinación de la superficie que recibe dicha radiación. Este ángulo ( $\beta$ ) debe calcularse para que la radiación incidente sea máxima. Normalmente es del orden de la latitud del lugar. Por último, hay que tener en cuenta la orientación ( $g$ ) de la superficie, medida en grados con respecto al eje N-S. La orientación óptima siempre es el Sur.

Este efecto de inclinación es la causa por la que los rayos solares calientan mucho más al mediodía que en las primeras horas de la mañana o en las últimas de la tarde, ya que en estos últimos casos el ángulo que forma el rayo con la normal a la superficie es grande y, por tanto, el factor  **$\cos \theta$**  hace que la intensidad sea pequeña.

También la diferente inclinación de los rayos solares es la causa por la que las regiones de latitudes altas (más cercanas a los polos) reciban mucha menos energía que las más cercanas al ecuador.

Para conocer la posición solar y la radiación que alcanza a una superficie cualquiera, primero se deben definir las siguientes coordenadas:

#### **A. Coordenadas ecuatoriales.**

La declinación solar ( $d$ ): es el ángulo comprendido entre el plano ecuatorial y el plano orbital terrestre. Se debe a la inclinación de  $23^{\circ}27'$  que el eje rotacional del globo forma con la eclíptica. Varía según la fecha, de manera que se anula en los equinoccios de primavera y de otoño (22 de marzo y 22 de septiembre). El valor de la declinación para cada día del año, se puede estimar aproximadamente con la fórmula de Cooper, en función del ordinal del día " $N$ ", desde el 1º, el 1 de enero, hasta 365º, el 31 de diciembre.

$$\delta = 23,45 * \sin \left( 360 * \frac{284 + N}{365} \right)$$

Ecuación 1.5

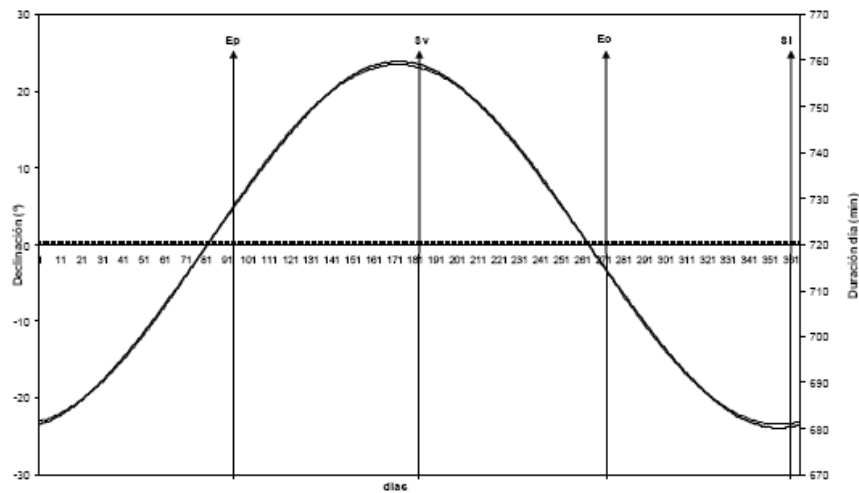


Ilustración 5. Variación anual de la declinación solar (trazo fino)

El ángulo horario ( $\omega$ ): representa el arco orbital instantáneo del sol respecto del mediodía local. Como a lo largo del día recorre los  $360^\circ$  de la esfera celeste, corresponden  $15^\circ$  por cada hora transcurrida. El criterio internacional más extendido toma signo positivo para la mañana y negativo para la tarde, y lo refiere a la hora solar local (HSL), de manera que el ángulo horario para el mediodía (12 hsl) es nulo, para las 6hsl vale  $+90^\circ$ , a las 18hsl,  $-90^\circ$  y a medianoche (0hsl) alcanza  $180^\circ$ .

$$\omega = 180 - 15HLS$$

Ecuación 1.6

## B. Coordenadas Solares.

Para definir con precisión la posición del Sol en cada instante con respecto a un observador hipotético que se encontrase inmóvil en un plano horizontal, se utilizan dos coordenadas, llamadas altura solar  $h$  y azimut solar  $A$ .

- La altura “ $h$ ” es el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. A veces también se utiliza el ángulo cenital, que forma el rayo con la vertical, es decir, el complementario de la altura.

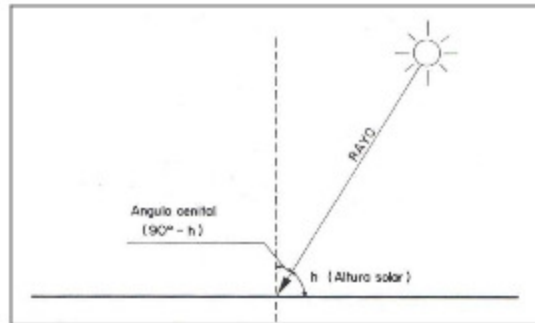


Ilustración 6. Altura y ángulo solar

- El azimut (z) ángulo azimutal, es el ángulo de giro del Sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección del rayo sobre dicho plano y tomando como origen el Sur, si estamos en el hemisferio Norte.

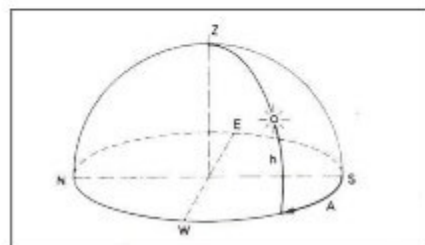
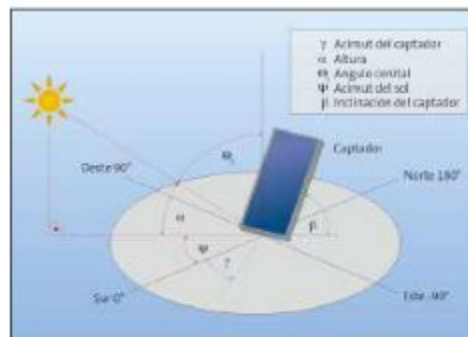


Ilustración 7. Azimut

Como es obvio, tanto el azimut como la altura del Sol en un instante dado, será distintos para dos observadores situados en diferentes lugares del planeta, por lo que, al usar tablas que expresen estas coordenadas, hay que fijarse bien para qué latitud geográfica están calculadas.



### **1.2.5. Conversión de la energía solar.**

El flujo de radiación solar que llega a la Tierra es la fuente primaria principal de todas las formas de energía conocidas, incluidas las asociadas a los procesos vitales. Procesos naturales.

De la radiación que llega a nuestro planeta:

- ✓ El 30% es devuelta al espacio por reflexión.
- ✓ Un 47% se convierte en calor, al ser absorbida por la atmósfera, el suelo y los mares.
- ✓ Un 23% se invierte en la evaporación del agua de los océanos, lagos y ríos, así como en el ciclo hidrológico completo.
- ✓ El 0.2% es responsable de los movimientos de circulación atmosférica y oceánica.
- ✓ Solamente el 0.02% de la energía radiante incidente se utiliza en la producción de materia viviente, al ser capturada por las hojas verdes de las plantas.

#### **1.2.5.1. Tecnología solar fotovoltaica.**

La conversión directa en energía eléctrica se produce en las células solares y se basa en el efecto fotovoltaico. Explicar este efecto y dar una visión general de esta tecnología, de su estado actual y de sus aplicaciones, son los objetivos de este apartado.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. Esta definición de la energía solar fotovoltaica, aunque es breve, contiene aspectos importantes sobre los cuales se puede profundizar:

La energía solar se puede transformar de dos maneras:

- La primera utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos.
- La segunda, utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía

solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.

La energía solar fotovoltaica se utiliza para hacer funcionar numerosos equipos eléctricos, así como, la venta a la red si existe la conexión.

Es necesario disponer de un sistema formado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos. En los siguientes apartados, se explica el funcionamiento básico y las características más importantes de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico.

### **1.3. La célula solar.**

#### **1.3.1. Teoría de semiconductores.**

##### **1.3.1.1. Modelo de bandas de energía.**

Supongamos una red cristalina formada por átomos. Según los postulados de la Mecánica Cuántica, los electrones de un átomo aislado pueden existir únicamente en determinados estados de energía. A medida que disminuye la distancia interatómica comienza a observarse la interacción mutua entre los átomos hasta formarse un sistema electrónico único. Las fuerzas de repulsión y atracción entre los átomos encontrarán su equilibrio cuando los átomos estén separados por la distancia interatómica típica del cristal que se trate. La separación real entre átomos en el cristal será aquella para la cual la energía del sólido sea mínima.

En un sólido el número de átomos es tan elevado que los niveles de energía forman bandas continuas de energía. Los electrones asociados a los átomos del sólido llenan estas bandas en orden ascendente. La banda de mayor energía completamente ocupada se denomina banda de valencia (electrones ligados a átomos). La siguiente banda, parcialmente ocupada o vacía, se denominada banda de conducción (electrones desligados de átomos). Estas bandas pueden estar separadas por otra banda de energías que corresponde a estados no permitidos, y de ahí que a esta banda se la denomine banda prohibida, o bien pueden estar solapadas permitiendo una transición fácil de una a otra.

Las propiedades eléctricas del sólido dependen de esta posición relativa entre bandas. Así, el valor de la anchura de la banda prohibida (energy gap,  $E_g$ ) permite clasificar a los sólidos en conductores, aislantes y semiconductores. En un conductor la  $E_g$  es muy baja y los electrones circulan fácilmente por la banda de conducción. En un aislante se necesita una cantidad de energía muy alta para que los electrones puedan acceder a la banda de conducción dado que la  $E_g$  es muy alta ( $E_g > 5$  eV). Sin embargo, en un semiconductor la  $E_g$  es baja ( $E_g < 5$  eV), de forma que los electrones pueden “saltar” a la banda de conducción con un aporte energético. Por ejemplo, para el silicio  $E_g = 1,12$  eV. Dado el uso predominante de este material en la industria solar, en adelante nos referiremos a este semiconductor de forma preferente.

#### **1.3.1.2. Rotura y combinación de enlace.**

A cualquier temperatura superior al cero absoluto, algunos enlaces se romperán debido a la vibración térmica de los átomos de la red, creando electrones libres en el sólido. La energía necesaria para romper enlaces es precisamente  $E_g$ . El electrón que adquiere esta energía y queda libre, efectúa una transición entre la banda de valencia a la banda de conducción. En esta situación, ambas bandas poseen electrones y estados libres. En la banda de conducción, los electrones libres podrán adquirir movimiento bajo la acción de un campo externo. Pero también los electrones ligados de la banda de valencia podrán desplazarse, dado que existen estados libres (enlaces covalentes con una vacante debida a un electrón que migró a la banda de conducción). Cuando un electrón de la banda de valencia ocupa esta vacante en un enlace próximo, deja a su vez otra vacante, con una carga positiva asociada. El resultado aparente es el de un movimiento de vacantes o huecos de carga positiva. Por esta razón, la corriente debida a los electrones de la banda de valencia se representa mediante la corriente debida a los huecos.

De esta forma, cuando se rompe un enlace en un semiconductor puro, un electrón y un hueco, a los que identificaremos como portadores, quedan libres para moverse por el material. Sin embargo, la densidad de huecos y electrones es idéntica. Esta densidad, denominada densidad intrínseca, depende de la temperatura y de la anchura de la banda prohibida. La corriente eléctrica producida es aleatoria, sin una dirección predeterminada y por tanto, no es aprovechable en un circuito externo. Cada cierto tiempo se producen encuentros electrón-hueco que restablecen un enlace con liberación de energía ( $E_g$ ) en forma de calor. Este fenómeno se denomina recombinación de un par electrón-hueco, y es favorecido por las impurezas existentes en el cristal. Dado que el objetivo es mantener la existencia de la corriente eléctrica y aprovecharla externamente, es necesario

evitar la recombinación para lo que es preciso dirigir el movimiento de electrones y huecos mediante un campo eléctrico. Aplicando un campo eléctrico externo conseguiríamos separar y dirigir los electrones y los huecos, pero la energía empleada en mantener este estado sería superior a la obtenida. Otro mecanismo para mantener la conducción eléctrica se basa en el empleo de semiconductores dopados.

### 1.3.1.3. La unión P-N.

El dopaje de semiconductores consiste en introducir de forma controlada impurezas en el cristal. Consideremos en primer lugar el empleo de átomos de fósforo (símbolo P en la tabla periódica). Los átomos de fósforo tienen cinco electrones de valencia (uno más que el silicio). Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Fósforo, el quinto electrón no queda bien integrado en la red y, por tanto, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. Este quinto electrón queda libre en la banda de conducción, pero la carga positiva asociada (ion P +) permanece ligada a la red cristalina sin poder contribuir a la conducción eléctrica. En estas condiciones la densidad de electrones es superior a la de huecos, y a este semiconductor se le clasifica como tipo n (figura 4.1b). Dada su mayor concentración el portador mayoritario en un semiconductor tipo n es el electrón. Las impurezas que, como el fósforo, aportan electrones adicionales son denominadas donadoras. Veamos ahora el caso de un átomo de boro (símbolo B en la tabla periódica). Los átomos de boro tienen tres electrones de valencia (uno menos que el silicio). Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Boro, quedará una vacante en los enlaces en los que participe (hueco). Nuevamente, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El hueco queda libre para contribuir a la corriente eléctrica pero la carga negativa (ion B -) permanece ligada a la red cristalina. En este caso, la densidad de huecos es superior a la de electrones y a este semiconductor se le clasifica como tipo p.

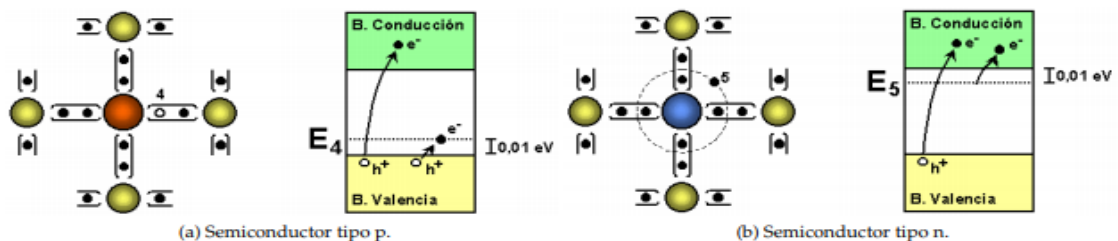


Ilustración 8. Semiconductores tipo P.N

Ahora el portador mayoritario es el hueco. Supongamos ahora la existencia de dos semiconductores, uno tipo P y otro tipo N.

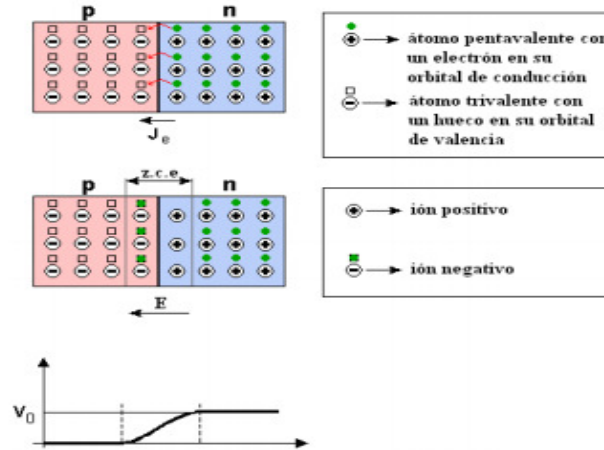


Ilustración 9. Zonas de un semiconductor.

Al unirlos físicamente se produce un desequilibrio dada la diferente concentración de electrones y huecos en cada cristal. Para alcanzar el equilibrio se produce la difusión de portadores mayoritarios, de forma que aparece un movimiento de huecos desde el cristal p al cristal n, quedando aquel cargado negativamente. Simultáneamente existe un movimiento de electrones desde el cristal n a cristal p, quedando aquel cargado positivamente. Si los huecos y electrones no fuesen partículas cargadas, este proceso de difusión continuaría hasta alcanzar una concentración uniforme en todo el volumen. Pero la carga de los portadores de los iones que permanecen ligados a la red impide que el proceso de difusión se desarrolle totalmente. Los iones cargados son el origen de un campo eléctrico orientado desde el semiconductor n (cargado positivamente) hacia el semiconductor p (cargado negativamente). Este campo arrastra a los electrones del cristal p hacia el n, y expulsa a los huecos desde el cristal n hacia el p. La dirección de este proceso de arrastre es precisamente la contraria al proceso de difusión. El equilibrio se alcanza cuando los movimientos de difusión y de arrastre se compensan. En el equilibrio los portadores minoritarios (huecos en el cristal n y electrones en el cristal p) que atraviesan la unión se recombinan, de forma que los electrones que provienen del cristal n forman enlaces con los huecos del cristal p y viceversa. Esta recombinación se produce en la zona cercana a la unión, denominada zona de carga de espacio. Esta región queda despoblada de portadores y habitada sólo por iones cargados ligados a la red que generan un campo eléctrico de arrastre en la unión. Este campo eléctrico supone la existencia

de una barrera de potencial que recibe el nombre de potencial termodinámico y que impide el paso de los portadores mayoritarios de uno a otro cristal. Así, una vez alcanzado el equilibrio en una unión p-n, la corriente eléctrica es nuevamente nula. Para conseguir la circulación de corriente a través de esta unión p-n es necesario romper el equilibrio alcanzado y reducir el valor del potencial termodinámico. La solución consiste en polarizar la unión p-n. Si aplicamos una diferencia de potencial entre los extremos del cristal de forma que el lado p adquiera una tensión positiva respecto al lado n, diremos que la unión p-n está polarizada en directa. En estas condiciones se reduce la barrera de potencial y, en consecuencia, el valor del campo eléctrico de la zona de unión. Por ello, la corriente de arrastre disminuye y no puede compensar la corriente de difusión. El equilibrio ya no existe y aparece un flujo neto de corriente. Los huecos del lado p pueden ahora atravesar la zona de carga de espacio y son inyectados en la zona n, donde son portadores minoritarios. Aquí, aparecerá un exceso de huecos respecto del equilibrio y por tanto se originará un proceso de difusión y recombinación. Lo mismo puede decirse de los electrones de la zona n. Así, aparecen dos corrientes en sentido contrario, pero, dado que se trata de partículas de diferente signo, las dos corrientes no se anulan entre sí y dan origen a una corriente total aprovechable. El criterio convencional en electricidad toma como sentido de la corriente el debido a las cargas positivas, y por tanto la corriente entra en la unión por la zona p y sale por la zona n. Si la diferencia de potencial aplicada consigue que la zona p esté a menor tensión que la zona n, la unión queda polarizada en inversa. En estas condiciones la barrera de potencial en la unión queda reforzada y el paso de portadores de una a otra zona queda aún más debilitado. Así, la corriente que atraviesa la unión en polarización inversa es de muy bajo valor.

#### **1.3.1.4. La unión P-N iluminada.**

El efecto fotoeléctrico es el fundamento del funcionamiento de las células solares, dispositivos basados en la unión p-n descrita anteriormente, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes. El campo eléctrico de la unión conduce los portadores generados por esta interacción y dificulta la recombinación. Esta corriente de iluminación, denominada fotocorriente, es ahora aprovechable por un circuito externo. Sin embargo, la presencia de tensión en los terminales de la unión (por ejemplo, la diferencia de potencial en una resistencia alimentada por el dispositivo) reduce la barrera de potencial de la unión, y consecuentemente favorece los procesos de recombinación que, como fue descrito anteriormente, constituyen la corriente del diodo, que ahora se denomina corriente de oscuridad. Consecuentemente, en una

unión p-n iluminada coexisten dos corrientes de sentido contrapuesto y con orígenes diferentes. La corriente de iluminación o fotocorriente, debida a la incidencia de fotones, circula desde la región n a la región p. La corriente de oscuridad o corriente de diodo, debida a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito externo, circula desde la región p hacia la n. la corriente total se expresa mediante la siguiente expresión.

$$I = I_L - I_0 * \left[ \exp\left(\frac{V}{m * V_T}\right) - 1 \right]$$

Ecuación 1.7

En esta ecuación se emplea  $I_L$  para designar a la fotocorriente y, dado que el aprovechamiento de la célula solar consiste en extraer esta corriente al exterior, se ha utilizado el signo negativo para la corriente de diodo. El fenómeno de generación de portadores debido al efecto fotoeléctrico depende de la frecuencia de los fotones incidentes. Si el fotón incidente es poco energético respecto a las características de la unión p-n ( $E_f < E_g$ ), no interactúa con el semiconductor y lo atraviesa como si fuese transparente. Los fotones más energéticos (aquellos con baja longitud de onda y alta frecuencia) provoca la rotura de un enlace en la superficie del semiconductor. El par electrón-hueco producido se encuentra lejos del campo eléctrico de la unión, de forma que éste no podrá ejercer sobre ellos la fuerza adecuada para evitar que se recombinen antes de salir del semiconductor al circuito exterior. De forma intuitiva se comprende que la unión p-n podrá aprovechar adecuadamente aquellos fotones suficientemente energéticos para provocar la rotura de un enlace, pero no tanto como para que esta interacción se realice demasiado lejos de la unión. Para el silicio son aprovechables los fotones en el espectro visible ( $400 \text{ nm} < \lambda < 700 \text{ nm}$ ) y ultravioleta cercano ( $300 \text{ nm} < \lambda < 400 \text{ nm}$ ). Sin embargo, los fotones que pertenecen al infrarrojo ( $\lambda > 1100 \text{ nm}$ ) no consiguen romper enlaces y los del ultravioleta son demasiado energéticos.

Los fotones con  $E_f < E_g$  atraviesan el cristal sin ser absorbidos y son cuantificados mediante las pérdidas de no-absorción. Debido a la anchura finita del semiconductor y su coeficiente de absorción, parte de los fotones con  $E_f < E_g$  no son absorbidos y constituyen las pérdidas de transmisión. Aquellos que son absorbidos, pero se recombinan dentro del dispositivo componen las pérdidas por recombinación. Por último, la diferencia entre los índices de refracción del aire y el dispositivo provoca las pérdidas por reflexión. Para reducir las pérdidas reflexión se recurre a capas que adaptan los dos índices de refracción, y al texturado de la superficie para conseguir que el rayo de luz reflejado vuelva a introducirse en el material.

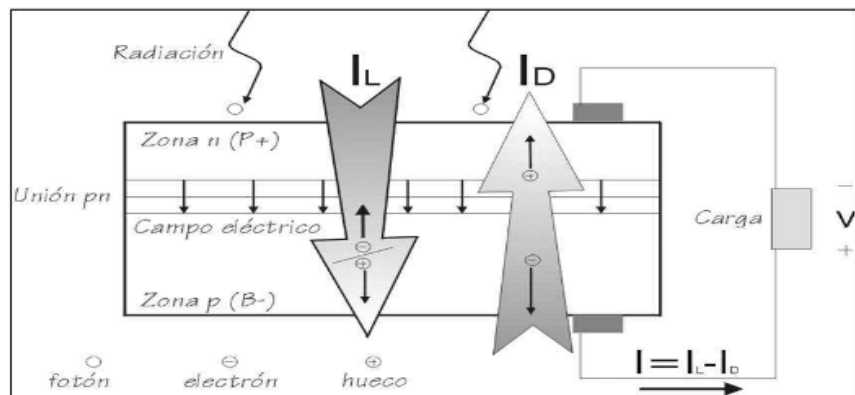


Ilustración 10. Dirección de la corriente en una célula fotovoltaica

## 1.4. Curva característica de las celdas fotovoltaica

### 1.4.1. Curva de corriente vs tensión (curva I-V)

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva corriente tensión. La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango (Ver Figura).

La corriente y tensión a la cual opera el dispositivo fotovoltaico están determinadas por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo.

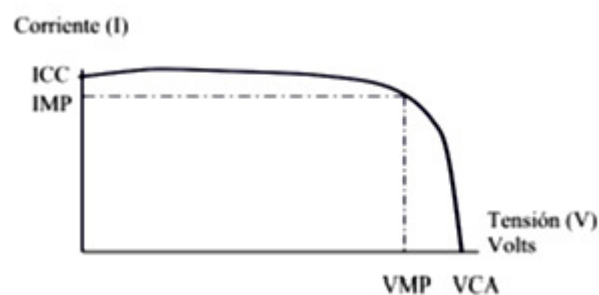


Ilustración 11. Curva V - I



Los valores trascendentes de la curva anterior son:

**Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ):** Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

**Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ):** Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

**Potencia Pico ( $P_{mp}$ ):** Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto  $V \times I$  es máximo.

**Corriente a máxima potencia ( $I_{mp}$ ):** Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal del mismo.

**Tensión a máxima potencia ( $V_{mp}$ ):** tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temperatura. Se le utiliza como tensión nominal del mismo.

Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica: proporcionan valores de tensión y corriente limitados, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Después, son ensambladas de la manera adecuada para constituir una única estructura: los módulos fotovoltaicos.

## **Capítulo 2.**

### **Memoria descriptiva.**

## **Capítulo 2. Memoria descriptiva**

### **2.1. Objeto**

El objetivo de este trabajo de tesis es presentar el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico en conexión paralela a la red privada en baja tensión en SINSA carretera Masaya capaz de generar 360 Kwp cumpliendo con todos los parámetros y condiciones requeridas en este tipo de instalaciones.

La instalación, está dentro de la categoría GDR-BT2: BT, Instalaciones de más de 2 KW, del título II del acuerdo ministerial No. 063-DGERR-002-2017, del 18 de diciembre de 2017 del Ministerio de Energía y Minas, publicado en la gaceta diario oficial No. 240

La potencia total del sistema es de 360 Kwp, Subdividido en 3 instalaciones de 120 Kwp, destinado a conseguir un equilibrio energético-económico.

Se va a diseñar una planta fotovoltaica del tipo fijo sin ningún tipo de seguimiento solar, con una instalación de integración arquitectónica sobre el techo de la nave.

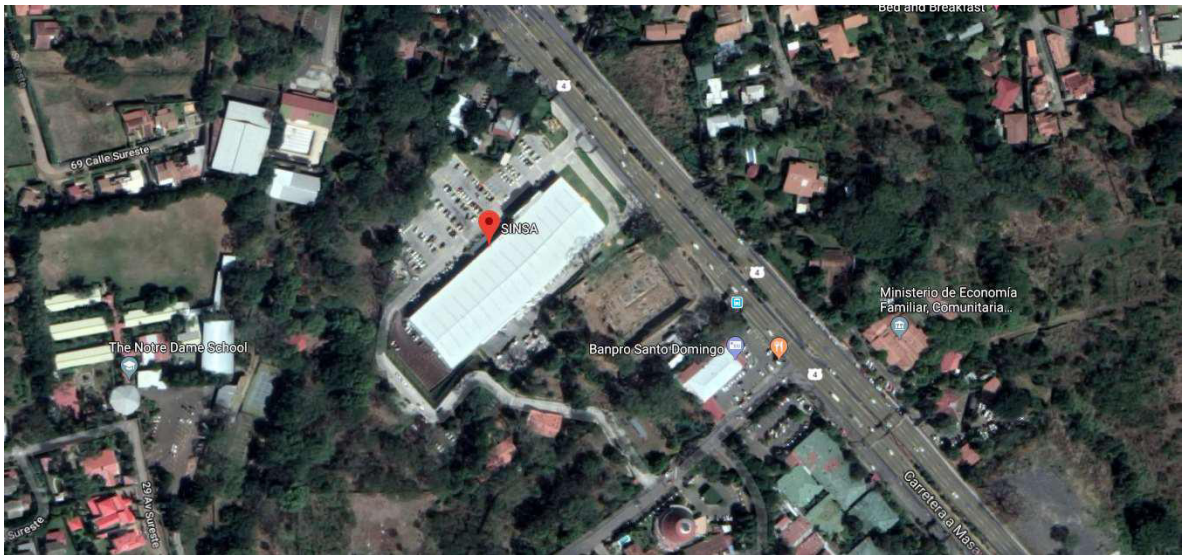
### **2.2. Localización**

La instalación solar fotovoltaica se situará en la ciudad de Managua, específicamente en el Km 8.5 carretera a la ciudad de Masaya dentro del perímetro de la Mega Tienda Sinsa.

La ubicación exacta expresada en coordenadas geográficas es:

- Longitud: 12.10° Norte
- Latitud: -86.24° Oeste
- Altitud: 230 m sobre el nivel del mar

En las siguientes imágenes tenemos vista satélite de la localización de la nave:



*Ilustración 12. Vista satelital de la Nave [Mega Tienda Sinsa]*

### **2.3. Normativa**

Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica, Capítulo V, Art. 23, establece lo siguiente “La construcción, instalación, mantenimiento y operación de centrales de generación eléctrica está permitida a todos los agentes económicos calificados, siempre y cuando no constituyan un peligro para la seguridad de las personas, la propiedad y el medio ambiente.”

- Código Eléctrico Nacional, Edición 2008, Artículo 690 – Sistemas solares fotovoltaicos
- IEEE 154, Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica, Normativa de Inversor solar y controlador de hibridación.
- UL 4703, esquema de investigación para cable fotovoltaico.
- Homologación UL1741, normativa para cajas de combinación solar.
- NEMA, clasificación de los transformadores de tipo seco.

## 2.5. Características de la Instalación.

### 2.5.1. Módulo fotovoltaico.

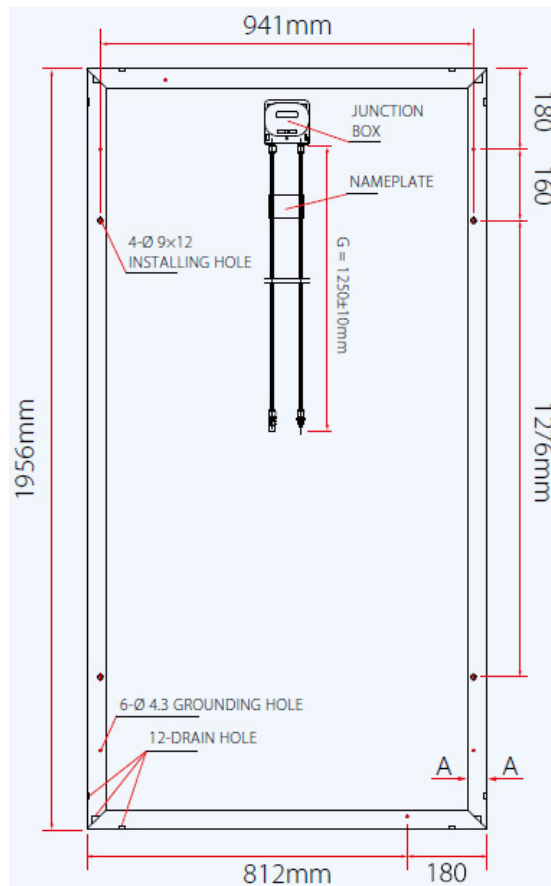
El módulo fotovoltaico TSM-300 tiene capacidad de generación de 300 Wp, 36.2 VMPP, Ver tabla 2.1. Se necesita generar 360 KWP para suplir la demanda instalada del local Mega tienda Sinsa carretera Masaya cuya capacidad es de 386.4 KW. El método a emplear es un sistema conectado en serie-paralelo. La conexión en serie brindará la capacidad de generar en el voltaje deseado y la conexión en paralelo permitirá generar la potencia deseada.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 1 instalación compuestas por 3 sub-generadores fotovoltaicos con 20 cadenas de 20 paneles cada uno, teniendo un total de 1200 módulos de la marca Trina Solar modelo TSM-PC14A, compuesto por un total de 72 células policristalinas de  $156mm^2$  y dotado de una alta eficiencia y potencia de salida estable, con funcionamiento eléctrico excepcional en condiciones de alta temperatura o baja radiación. En la siguiente figura se representa las características técnicas del módulo fotovoltaico elegido:

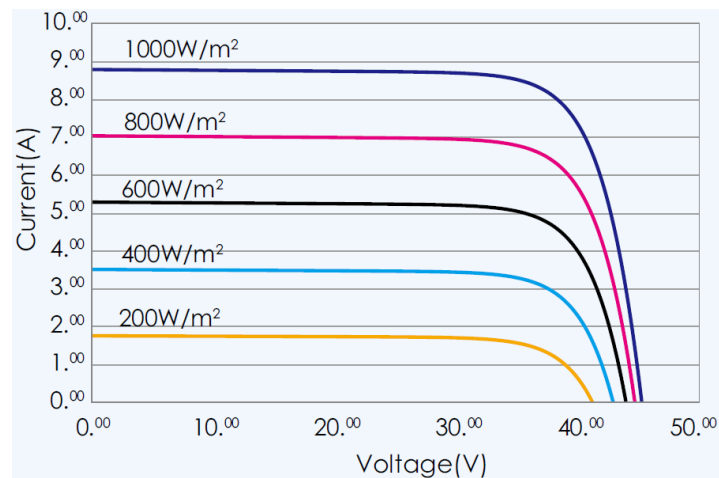
ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-300 PC14A	TSM-305 PC14A	TSM-310 PC14A
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)	300	305	310
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (%)	0/+3	0/+3	0/+3
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.2	36.4	36.7
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.30	8.38	8.45
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.0	45.2	45.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	8.70	8.80	8.90
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	15.5	15.7	16.0

Ilustración 13. Ficha técnica del módulo fotovoltaico [Trina Solar]

Se ha escogido este modelo porque presenta una mejora en las características como la capa anti reflectante para aumentar la absorción de luz, coeficiente de temperatura mejorado que reduce pérdidas de energía a altas temperaturas, alto rendimiento incluso a baja irradiación, que mejoran el rendimiento del módulo. Además, el fabricante nos ofrece además unas garantías de 10 años contra defectos de fabricación y 25 años en rendimiento.



La representación de las curvas características tensión/corriente en función de la temperatura y la irradiancia es la siguiente.



### 2.5.2. Estructura de soporte

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un óptimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Existen dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de las instalaciones, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son las más utilizadas en los huertos solares donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

La estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año. En cuanto a la orientación, si el emplazamiento se encuentra en el hemisferio norte, ha de ser siempre al sur, sin embargo, si se encuentra en el hemisferio sur, la orientación debe ser hacia el norte, pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día.

En la siguiente figura se aprecia la elevación solar en grados de los diferentes meses del año para una latitud de 12° N.

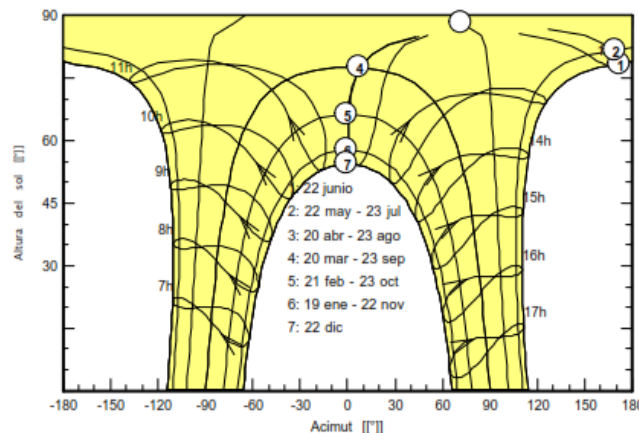


Ilustración 16. Elevación solar en Managua [PVsyst]

Se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de acuerdo a la latitud del sitio, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

En esta instalación la orientación del generador fotovoltaico es fija con una inclinación de 9° siendo este ángulo el que tiene la estructura del techo de la nave, la inclinación ideal es de 12.45°, sin embargo, la disminución en cuanto a producción energética a causa de un menor ángulo es despreciable tomando en cuenta los datos entregados por el software de simulación.

### **2.5.3. Inversor**

Su misión es convertir la energía eléctrica de corriente continua generada por los paneles a energía eléctrica de corriente alterna mediante una función de tipo senoidal y entregar toda la potencia que el generador fotovoltaico proporciona cada instante a la red y en consecuencia es, para una instalación conectada a red, una parte esencial, ya que es el instrumento capaz de enlazar la instalación solar con la red eléctrica.

Además, es el encargado de sincronizar la onda generada por la instalación solar fotovoltaica con la onda que circula por la red eléctrica.

Sin embargo, hay un umbral mínimo de irradiancia solar para que funcione, que vendrá dado por el fabricante, el cual define un rango de tensiones en el punto de máxima potencia.

Existen gran cantidad de diferentes tipos de inversores. Para el diseño de una instalación fotovoltaica, lo más importante de este dispositivo es que disponga de una buena eficiencia y se adapte a la potencia de nuestra instalación y el rango de tensiones.

Los hay trifásicos y monofásicos (los que se utilizan en sistemas domésticos). En la actualidad, debido al desarrollo de los microprocesadores y de las comunicaciones móviles, se puede monitorizar de manera remota los parámetros de generación eléctrica de la instalación fotovoltaica.

Un inversor está constituido por diferentes partes:

- ✓ Etapa de Potencia: Esta parte es la encargada de dar la potencia deseada utilizando filtros a la salida para conseguir una baja distorsión armónica y



evitar el rizado para obtener una calidad de onda dentro de los valores exigibles por la red, las últimas tecnologías permiten utilizar los semiconductores para trabajar con altas frecuencias y así conseguir un mejor rendimiento.

- ✓ Etapa de control: Se encarga de la propia generación de la onda habitualmente basada en modulación por ancho de pulso (PWM) y de la sincronización a la red eléctrica. Ajustando la tensión, el sincronismo y la fase de la onda inyectada.
- ✓ Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la máxima potencia (MPP), que busca el valor de la tensión en el punto de máxima potencia a partir del valor de la tensión a circuito abierto. El circuito de control resultante, no incrementa la complejidad respecto a los usados anteriormente, se consigue con un circuito simple de control que permite maximizar la eficiencia en el seguimiento cercana al 100 %.
- ✓ Protecciones: Al ser el inversor un elemento esencial de la instalación, posee además de las protecciones que deben cumplir según la normativa europea CEN una serie de protecciones para no dañar el equipo:
  1. Protección contra polarización inversa
  2. Protección de aislamiento
  3. Protección contra fallo de la red
  4. Protección para altas temperaturas
- ✓ Monitorización y visualización de datos: Actualmente los inversores incluyen software que permiten obtener y registrar parámetros fundamentales como puede ser la tensión, la intensidad, la potencia, la frecuencia..., así como parámetros que también son de gran importancia como las temperaturas de trabajo y ambientales, la radiación y que permiten tener una eficiencia óptima. Además, facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador.

A continuación, se muestran las especificaciones técnicas del inversor elegido, cabe recordar que existen inversores tanto monofásicos como trifásicos, siendo los primeros utilizados para pequeñas instalaciones y los segundos para instalaciones más complejas y de gran tamaño dando así una mejor prestación en protecciones en cuanto a actuación se refiere.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 3 instalaciones y en cada una de ellas se va a instalar un inversor trifásico de la marca ZIGOR modelo SOLAR CTR3 100 como se muestra en la siguiente ilustración.



Ilustración 17. Inversor [Zigor Solar]

En la siguiente Tabla se representan las características técnicas del Inversor elegido:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Modelo	ZIGOR SOLAR CTR3 100	ZIGOR SOLAR CTR3 150	ZIGOR SOLAR CTR3 300
Referencia	200318	200302	200250
Potencia continua de salida	100 kW	150 kW	300 kW
Potencia PV recomendada		+ 5% a + 20%	
Tensión Nominal AC		3x400 V	
Frecuencia nominal		50/60 Hz	
Factor de potencia		1 ajustable $\pm 0,8$	
Corriente nominal de línea AC	145 A	217 A	435 A
Distorsión corriente AC <sup>(1)</sup>		< 3% THD a potencia nominal	
Máxima tensión circuito abierto <sup>(2)</sup>		1000 V	
Rango de seguimiento de potencia (MPPT) DC		590 a 850 Vdc	
Máxima corriente de entrada DC	173 A	260 A	521 A
Eficiencia pico	98,3%	98,5%	98,5%
Eficiencia europea	97,5%	97,9%	98,2%

Ilustración 18. Ficha técnica del inversor seleccionado [Zigor Solar]

Se ha escogido este modelo de inversor, ya que cuenta con un fácil mantenimiento, y una larga vida útil.

Además, posee un alto rendimiento energético MPPT > 99%, muy baja distorsión armónica THD < 3%, el factor de potencia es seleccionable, tiene una conexión en paralelo sin limitación, protección anti - isla con desconexión automática, monitorización del equipo mediante, protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé, regulación de reactiva automática, programa web server para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores, Eficiencia pico: 98,3%, alta densidad de energía, Protecciones DC y AC incluidas, puertos de comunicación ethernet, sistema remoto de monitorización Zigor Solar SWS1000: programa de comunicación remota, visualización de parámetros, control de registros del inversor, etc.

Normativa:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Norma UNE-EN 61330.

#### **2.5.4. Cableado**

Mediante el cableado de la instalación, podemos transportar la energía recogida del sol por los módulos fotovoltaicos y transportarla a través de los diferentes componentes de la instalación solar fotovoltaica hasta la red eléctrica.

El cableado está constituido de material de alta calidad capaz de soportar los cambios climatológicos ya que parte del cableado e instalación se encuentran en la intemperie y ofrezcan una buena durabilidad y fiabilidad.

Los cables cumplirían con las especificaciones establecidas por UL 403 esquema de investigación para cable fotovoltaico. Por ello de utilizar cable de cobre (XLPE) con aislamiento de polietileno de cadena cruzada libre de metales pesados (RoHS<sup>4</sup>) y resistente a la luz ultravioleta.

Tendrán una tensión de 600 a 2000 V, con una temperatura de 90°C, Se debe cumplir los criterios y condiciones que impone el pliego de condiciones Técnicas Siguiendo:

---

<sup>4</sup> RoHS: es una sigla que proviene del Inglés y significa: "Restriction of Hazardous Substances", Restricción de sustancias peligrosas

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa del Código Eléctrico Nacional en su capítulo 690.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Los cables deben estar protegidos frente a la corrosión que les pueda provocar el terreno en el que se instalen, por lo que se entierran bajo tubo para que ese efecto sea lo más leve posible. Esto implica que se deben aplicar criterios de corrección cuando se trabaja con las corrientes máximas admisibles.

El cable escogido para la instalación es del fabricante VIAKON, los cuales han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con ellos se conseguirá la máxima eficiencia de la instalación, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de la misma. Sus principales características son:

- Temperatura nominal del conductor: 90° C.
- Resistencia a los rayos ultravioleta (UV).
- Resistencia al ozono.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Resistencia al impacto.
- Resistencia al desgarro.
- Libre de halógenos.
- Baja emisión de gases corrosivos.
- Baja opacidad de humos y no propagador del incendio.

El cable utilizado en los paneles fotovoltaicos será cables para energías limpias, cable de cobre, fotovoltaico PV, XLPE de Viakon



*Ilustración 19. Estructura de cableado fotovoltaico [Viakon]*

### 2.5.5. Protecciones

El principal objeto de las protecciones es la seguridad y se debe garantizar:

1. La seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red.
2. La seguridad y el normal funcionamiento de toda la instalación fotovoltaica, permitiendo un buen funcionamiento e integridad de los equipos instalados en el sistema.

El sistema debe cumplir con la normativa vigente en cuanto a protecciones y seguridad mencionada en el apartado “Normativa” así como los procedimientos de operación correspondientes.

Las protecciones utilizadas en el sistema serán fusible y protecciones magneto térmicas. Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobre intensidades que puedan presentaren el mismo, para esto la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobre intensidades previsibles.

Existen dos tipos de protecciones en la instalación: las protecciones de corriente continua, que son las que se engloban en la parte anterior al inversor, y las protecciones de corriente alterna, que son aquellas que engloban una vez pasado el inversor.

Para cada conjunto de protecciones se calcula la intensidad máxima admisible que pueden soportar y se dimensionarán para una correcta protección y un perfecto funcionamiento de la instalación.

Los fusibles escogidos deben garantizar una total seguridad contra cortocircuitos y sobrecargas en las instalaciones de distribución y redes de cables, por ello se utilizan las cajas de combinación Crouse-Hinds de Eaton, que cuentan con homologación ETL y UL 1741 lo cual brinda una gran seguridad al integrar protección de fusible y Main breaker en caja moldeada para corriente continua a como se muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 20. Combinador/Caja de combinación [Eaton]*

Además de los fusibles, se emplearán también interruptores magneto térmicos como se han mencionado anteriormente. Los interruptores magneto térmicos empleados en la instalación fotovoltaica son de la marca Eaton Electric, numero de parte FD3225L, en la salida del inversor con un nivel de tensión de 400 Vac, dentro del Panelboard colector que conecta al Switchboard principal se utilizan los KD3400, el nivel de tensión es 480 Vac que viene de los transformadores tipo seco de Eaton, a continuación, se muestran estos equipos.



*Ilustración 21. Main Breaker  
FD3225L [Eaton]*

Todos estos elementos de protección irán alojados en gabinetes con grados de protección según requerimientos bajo la norma NEMA,

#### 2.4.6. Puesta a Tierra

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Además, deben cumplir también las condiciones que impone para la puesta a tierra en el artículo 690 del Código Eléctrico Nacional “NEC”, en la sección V. Puesta a Tierra, y el artículo 250 – Puesta a tierra y conexión equipotencial sección 250.4(A).

##### *A. Sistemas puestos a tierra.*

*1. Puesta a tierra de los sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión más alta, y que estabilicen la tensión a tierra durante la operación normal.*

En las centrales con transformador, además del análisis del sistema FV tanto aislado como puesto a tierra, para la protección contra contactos indirectos es necesario diferenciar entre las masas aguas arriba y aguas abajo del transformador<sup>5</sup>

De acuerdo a los criterios de diseño el sistema se clásica como una planta con sistema TN<sup>6</sup>, En este tipo de instalación, las partes activas y las partes conductoras expuestas se conectan al mismo sistema de puesta a tierra (Sistema de puesta a tierra del usuario). De esta Forma se obtiene un sistema TN en el lado CC, esquemáticamente el sistema es de la siguiente manera.

---

<sup>5</sup> En este caso, "aguas arriba" y "aguas abajo" se refieren a la dirección de la potencia eléctrica producida por la planta FV.

<sup>6</sup> **T** - Conexión directa de un punto de tierra, **N** - Conexión directa a neutro en el origen de la instalación, que está conectado a la tierra

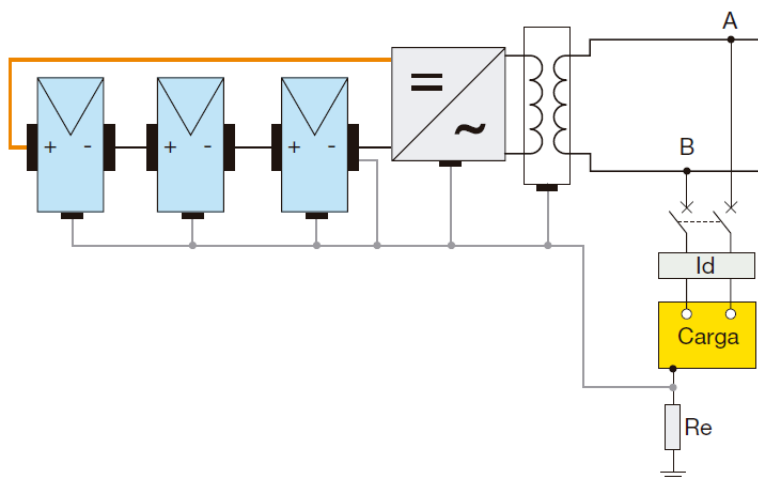


Ilustración 22. Esquema de PE, instalación con transformador

#### 2.4.7. Controlador del Sistema Fotovoltaico

Por las características del sistema conectado paralelo a la red de la nave, sin ningún banco de acumulación, debemos garantizar una perfecta armonía de las diferentes fuentes para una máxima fiabilidad del total de nuestra instalación.

La gama de controladores ZIGOR SOLAR PCM3 ha sido diseñada para integrar los inversores de generación fotovoltaica de ZIGOR en cualquier tipo de instalación eléctrica. Permite hibridar energía fotovoltaica con grupos electrógenos. Así como integrar energía fotovoltaica en instalaciones eléctricas con necesidades de control de inyección de energía a red.

Configuración dual:

Los controladores ZIGOR SOLAR PCM3 ofrecen la posibilidad de convivir con una red eléctrica inestable que fluctué entre:

- Red eléctrica estándar con devolución de energía.
- Red eléctrica generada a partir de un grupo electrógeno, sin posibilidad de devolución de energía.

Comunicación: Los controladores PCM3 se comunican con los inversores CTR3 por medio de un bus dedicado de acción rápida para evitar inestabilidades en la red eléctrica.



En la siguiente tabla se muestran las características eléctricas de este tipo de Inversores, de igual forma la una ilustración del Zigor solar PCM3.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Modelo	ZIGOR SOLAR PCM3			
Potencia de acometida	> 250 kVA	> 500 kVA	> 1 MVA	> 2 MVA
Potencia máxima inversores	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
Tension nominal	3 x 400 V / 3 x 230 V (+15% / -20%)			
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz			
Tiempo limitación potencia	< 0,9 segundos (50% Potencia)			
	< 1,7 segundos (90% Potencia)			

Ilustración 23. Características técnicas del controlador PCM3



Ilustración 24. Controlador PCM3 [Zigor Solar]

#### 2.4.8. Equipo de Medida

Es el aparato encargado de controlar la energía generada numéricamente en (kWh) y enviada a la red para que con los datos obtenidos se pueda llevar el control de generación y un histórico del mismo.

Se puede instalar un contador bidireccional si se necesita una medida de la energía producida para su venta y otra medida de la energía importada de la compañía eléctrica para el caso de compra de la misma. En nuestro caso utilizamos n contador.

El equipo de medida escogido para la instalación fotovoltaica es el Contador PXM-4000 de Eaton Electrical, contador de energía trifásico con o sin neutro, contador parcial y transmisión a distancia de la medida, conexión ethernet<sup>7</sup> y memoria de almacenamiento de datos

<sup>7</sup> **Ethernet:** es un estándar de redes de área local para computadores, por sus siglas en español Acceso Múltiple con Escucha de Portadora y Detención de Colisiones (CSMA/CD)



*Ilustración 25. Medidor de variables eléctricas PXM 4000  
[Eaton]*

#### **2.4.9. Centro de transformadores**

La función del centro de transformación es evacuar la energía producida por los generadores fotovoltaicos inyectándola en la red eléctrica. El elemento encargado de realizar dicha transformación se llama transformador.

Un transformador es una máquina estática de corriente alterna, que permite variar alguna función de la corriente como el voltaje o la intensidad, manteniendo la frecuencia y la potencia, en el caso de un transformador ideal.

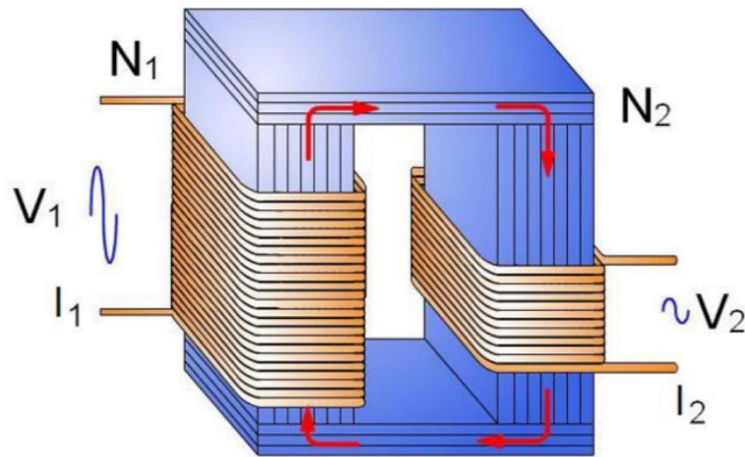
Para lograrlo, transforma la electricidad que le llega al devanado de entrada en magnetismo para volver a transformarla en electricidad, en las condiciones deseadas, en el devanado secundario.

La importancia de los transformadores, se debe a que, gracias a ellos, ha sido posible el desarrollo de la industria eléctrica. Su utilización hizo posible la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias.

Los transformadores se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas, para acondicionar la tensión de la red a los valores que interesen a la utilización, tanto en caso de instalaciones aisladas, como en casos como el de este proyecto, conectadas a la red de baja tensión del complejo.

En este sistema solar fotovoltaico, se ha utilizado el transformador reductor de tensión, los cuales tienen la capacidad de disminuir el voltaje de salida en relación al voltaje de entrada ya que la tensión que aportan los inversores es más alta que la que tiene la red eléctrica privada la que se conecta el sistema de baja tensión.

En los transformadores reductores, el número de espiras del devanado secundario es menor al del devanado primario.



*Ilustración 26. Esquema simplificado de transformador reductor*

Los transformadores elegidos son, Transformadores de distribución tipo seco ventilado Eaton, Nema 2, Primario 400 V, Secundario 208Y/120V, Trifásicos con una potencia nominal de 150 KVA,



*Ilustración 27. General-purpose transformador V39M28T49X [Eaton]*

La experiencia ha demostrado que un transformador de tipo seco dura por lo general varias décadas. Sin embargo, la vida útil de un transformador de tipo seco depende específicamente de las sobrecargas que haya sufrido durante su funcionamiento. Dichas sobrecargas pueden crear una fluctuación de temperatura en el devanado que degrade las propiedades del aislamiento debido al envejecimiento térmico.

El transformador está construido bajo la norma Nema cumpliendo con todas las especificaciones impuestas por el reglamento y los transformadores de tipo seco esta listado UL, lo cual exige rigurosas pruebas.

## **Capítulo 3**

### **Dimensionamiento del sistema fotovoltaico**

### Capítulo 3. Cálculos Técnicos

En este apartado se realiza el cálculo y dimensionado necesario de todos los componentes que forman el sistema solar fotovoltaico descrito anteriormente.

Es importante destacar para este capítulo que solamente se dejan planteadas las formulas y procedimientos necesarios para el correcto dimensionamiento y cálculo de los componentes del sistema, para el diseño y análisis completo de las variables, así como del sistema en general se utilizó el software PVsyst V6.75 en su versión de prueba gratuita.

#### 3.1. Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos

El sistema solar que se diseña tiene una potencia de 360 Kwp, por lo tanto, la instalación debe cumplir con dicha potencia establecida.

Por esta razón, empezamos calculando el número mínimo de módulos fotovoltaicos con los que está formado, sabiendo que el módulo entrega una potencia de 300 Wp.

De acuerdo con estos datos, el número de módulos necesarios para entregar la potencia total es:

$$No\ de\ módulos = \frac{Potencia\ del\ sistema}{Potencia\ del\ modulo}$$

Ecuación 3.1

Siendo el resultado de:

$$No\ de\ módulos = \frac{360000}{300} = 1200\ Modulos$$

Ecuación 3.2

Este resultado es el número mínimo de módulos fotovoltaicos necesarios para cumplir con la potencia prevista, que estarán distribuidos de igual forma en cada generador.

El sistema está dividido en 3 instalaciones, y cada una de ellas de una potencia de 120 KWp, Los módulos se conectan en serie y paralelo dependiendo de la configuración que se elija.

A continuación, con los parámetros del inversor seleccionado y del módulo, se puede calcular el número máximo de paneles que puede soportar cada instalación con la siguiente ecuación:

$$No\ máximo\ de\ módulos = \frac{Potencia\ máxima\ del\ inversor}{Potencia\ máxima\ del\ modulo}$$

Ecuación 3.3

Siendo el resultado de:

$$No\ máximo\ de\ módulos = \frac{120000}{300} = 400\ Módulos$$

Ecuación 3.4

Este es el número máximo de módulos que podrá albergar cada inversor y el cual no habrá que sobrepasar.

### 3.1.1. Módulos conectados en serie

Para calcular el número máximo de paneles en serie que debemos conectar, hay que considerar el valor de tensión de CC cuando la temperatura ambiente en la ubicación es la mínima (Para efectos de cálculo de consideran 25°C). Se aplican los coeficientes necesarios ya que la tensión se ve afectada por la variación de temperatura. La expresión viene dada por:

$$U_{max.DC\ Mod} = Voc(25^{\circ}) + [(T_{Tmin} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T}$$

Ecuación 3.5

$$U_{mpp\ max.DC\ Mod} = U_{mpp}(25^{\circ}) + [(T_{min} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T}$$

Ecuación 3.6

Donde:

$U_{max.DC Mod:}$	Tensión máxima que soporta el modulo
$U_{mpp max.DC Mod:}$	Tensión máxima en el punto de máxima potencia que soporta el módulo
$U_{oc}(25^{\circ}):$	Tensión en circuito abierto
$U_{mpp}(25^{\circ}):$	Tensión en el punto de máxima potencia
$T_{min:}$	Temperatura mínima de trabajo
$\frac{\Delta U}{\Delta T}:$	Indica la variación de la tensión con respecto a la variación de temperatura, incluida en la hoja de información del fabricante

Se tienen que cumplir una serie de restricciones en referencia a los módulos y conociendo el rango de tensiones máximas que puede soportar el inversor, entre 590 - 850 V y la tensión máxima del inversor que es de 1000 V, calculamos:

$$No \text{ de módulos en serie} < \frac{U \text{ máxima del inversor}}{U \text{ maxima del modulo}}$$

Ecuación 3.7

$$No \text{ de módulos en serie} < \frac{U_{mpp} \text{ máxima del inversor}}{U_{mpp} \text{ máxima del modulo}}$$

Ecuación 3.8

Ahora se procede a calcular el número mínimo de paneles con las mismas ecuaciones utilizadas anteriormente, pero utilizando la temperatura máxima del panel fotovoltaico que en este caso es de 85° C, según datos del fabricante, para obtener un correcto uso del inversor.

De esta forma se conocen los límites superiores en inferiores entre los que puede esta la cantidad de módulos en serie.

$$No \text{ min de paneles serie} < No \text{ de módulos en serie} < No \text{ max de paneles serie}$$

Numero de módulos fotovoltaicos en serie definidos de acuerdo a la simulación del PVsyst es un arreglo de 20 módulos conectados en serie, con una tensión en el punto de máxima de potencia de  $U_{mpp}$ : 664 V.

### 3.1.2. Módulos conectados en paralelo

Ahora pasamos a determinar el número de paneles que deben ir conectados en paralelo, para ello, solo es necesario conocer la potencia del inversor elegido y la cantidad de módulos conectados en serie calculadas en el apartado anterior. La expresión utilizada para este calculo viene definida por:

$$No\ de\ modulos\ paralelo = \frac{I\ máxima\ del\ inversor}{I\ cortocircuito\ (I_{sc})\ del\ modulo}$$

Ecuación 3.9

Este resultado quiere decir que el número máximo de módulos en paralelo no deberá sobrepasar según la capacidad de nuestro inversor.

Calculando el conjunto que entrega más potencia mediante la siguiente ecuación:

$$No\ de\ módulos\ en\ paralelo_{(20)} = \frac{Potencia\ máxima\ inversor}{Potencia\ máxima\ modulos\ en\ serie}$$

Ecuación 3.10

Siendo:

$$No\ de\ módulos\ en\ paraelo_{(20)} = \frac{120000}{20 \times 300} 20\ Módulos\ en\ paralelo$$

Ecuación 3.11

Una vez obtenidos los resultados, y cumpliendo la restricción de que el número de módulos en paralelo no puede superar lo calculado, obtenemos que para una disposición de 20 módulos en serie, se mantiene dentro del límite calculado de módulos en paralelo, por lo que el número de paneles en paralelo será de 20.

De esta forma, la potencia entregada al inversor está calculada mediante la siguiente expresión:



$$\begin{aligned}
 & \text{Potencia entregada al inversor} \\
 &= \text{No de paneles en serie} \times \text{o de paneles en paralelo} \\
 &\times \text{potencia del modulo}
 \end{aligned}$$

Siendo el resultado,

$$\text{Potencia entregada al inversor} = 20 \times 20 \times 300 = 120000 \text{ W}$$

Ecuación 3.12

Número de módulos fotovoltaicos en paralelo definidos de acuerdo a la simulación del PVsyst es un arreglo de 20 módulos conectados en paralelo, con una corriente en el punto de máxima de potencia de  $I_{mpp}$ : 165 A.

### 3.2. Direccionamiento del inversor

Para dimensionar el inversor, se debe hacer teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos, es por ello que el dimensionado de los dos elementos se realiza conjuntamente.

Se comprueba la tensión de entrada del inversor con la configuración elegida a partir de los límites de tensión facilitados por el fabricante que están entre 590 y 850 V. La expresión utilizada para este cálculo viene representada por:

$$U_{\text{entrada inversor}} = N_{\text{modulos en serie}} \times U_{\text{mpp del modulo}}$$

Ecuación 3.13

Siendo,

$$U_{\text{entrada inversor}} = 20 \times 36.20 = 724.0 \text{ Vdc}$$

Ecuación 3.14

Del mismo modo se comprueba la intensidad de cortocircuito máxima por cada conjunto de paneles en serie, esta no debe ser mayor que la intensidad admisible de entrada al inversor, para ello se debe tener en cuenta que la intensidad máxima de cortocircuito es máxima cuando la temperatura del módulo alcanza su máximo, dicha temperatura viene dada en la tabla de características técnicas del fabricante. La expresión viene representada a continuación:

$$I_{cc \text{ max. DC modulo}} = I_{cc}(25^\circ) - [(25 - T_{\text{max}})] \frac{\Delta I}{\Delta T}$$

Ecuación 3.15

Donde:

$I_{cc\ max.DC\ modulo}$ :	Intensidad máxima capaz de soportar el modulo fotovoltaico
$I_{cc(25^{\circ})}$ :	Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico
$T_{max}$ :	Temperatura máxima de trabajo
$\frac{\Delta U}{\Delta T}$ :	Variación de la intensidad de corriente con respecto a la variación de temperatura

Con el resultado obtenido, se procede a calcular la corriente de entrada al inversor con la siguiente expresión:

$$I_{Total\ modulos} = I_{cc\ max\ DC\ modulo} \times N_{O_{modulos\ en\ paralelo}}$$

Ecuación 3.16

*Este valor de intensidad total de los módulos obtenido debe resultar inferior a la intensidad máxima soportada del inversor.*

$$165A < 173A$$

De acuerdo a la simulación del PVsyst el arreglo de los módulos conectados en paralelo, nos da una corriente en el punto de máxima de potencia de  $I_{mpp}$ : 165 A, por lo que cumple con la condición mencionada adecuadamente.

### **3.3. Dimensionado de la estructura de soporte**

Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con estructura Fija Con Integración Arquitectónica.

Como se ha mencionado en el apartado 2.4.2 Estructura de soporte del capítulo II, la estructura escogida es de tipo fijo.

Para el dimensionamiento de esta, se debe tener en cuenta las medidas de los módulos fotovoltaicos y las separaciones de las cadenas, todas las dimensiones se pueden visualizar en el apartado ANEXOS.

### 3.4. Plantas parcialmente integradas

Las plantas parcialmente integradas son las instalaciones en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías Planteada en el apartado 3.3.1.1, sobre elementos del mobiliario urbano, sobre superficies exteriores de cerramientos de edificios, o sobre edificios y estructuras con cualquier función y finalidad sin sustituir los materiales de fabricación de tales estructuras

3.3.1.1. Módulos FV instalados sobre elementos del mobiliario urbano, aislamientos acústicos, marquesinas, pérgolas o techados coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte, con la misma inclinación y funcionalidad arquitectónica que la superficie revestida.



*Ilustración 28. Tipología de módulos PV sobre mobiliario urbano*

#### 3.4.1. Inclinación y orientación de los paneles

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de  $90^\circ$ . En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año.

Para una estructura fija sin ningún tipo de seguimiento solar como la propuesta en el diseño, se debe inclinar en un Angulo que nos permita aprovechar el máximo de radiación durante todo el año.

Para el caso de Nicaragua que tiene una latitud de 12.095 N, el ángulo de inclinación ideal está comprendido entre los 12 N y los 15N, para conseguir un ángulo lo más próximo a  $90^\circ$  con respecto al sol durante todo el año.

El azimut de igual forma nos indica con referencia al eje horizontal la posición del panel, esto varía según el sombreado, para este caso tiene un valor de 0

En la siguiente ilustración se plasma la idea de la inclinación en referencia al sol, " $\beta$ " nos indica el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal, " $\gamma$ " nos indica el azimut.

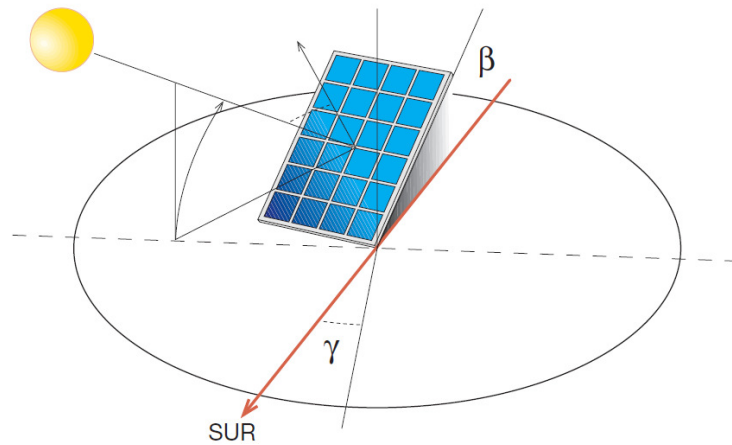


Ilustración 29. Inclinación y azimut del panel

Según la tipología de la instalación, se toma la inclinación natural de la nave, la cual es de  $9^\circ$ , y se calculó de la forma siguiente,

$$\text{Inclinación natural} = \tan^{-1} \% \text{ de pendiente de la estructura}$$

Ecuación 3.17

Siendo, 15% de pendiente.

$$\text{Inclinación natural} = \tan^{-1}(0.15) = 8.53^\circ$$

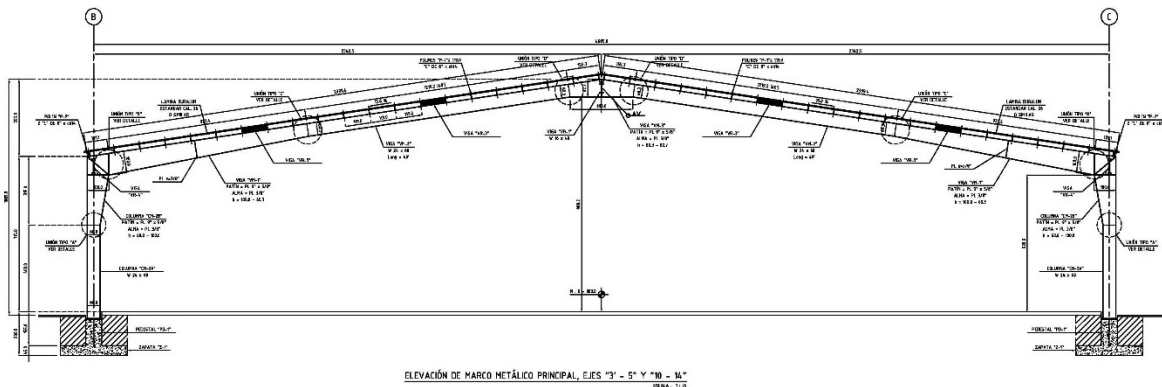


Ilustración 30. Elevación de estructura principal de la nave [Sinsa]

### 3.4.2. Area de la instalacion

Por ser una instalacion con integracion arquitectónica parcial se debe tomar en cuenta la disponibilidad en el area de techo de la nave especificamente la parte con orientacion al sur, para esto se utiliza la siguiente fórmula teniendo un área rectangular:

$$Area\ total\ sur = Distancia\ lateral\ de\ la\ nave \times \frac{1}{2} de\ la\ distancia\ frontal$$

Ecuación 3.18

Siendo,

$$Area\ total\ sur = 144\ m \times \left[ \left( \frac{1}{2} \right) (46.85m) \right] = 3,373\ m^2$$

De los datos obtenidos con el software PVsyst conocemos el area necesaria para la instalacion, la misma contempla cualquier distancia normalizada entre estructuras:

$$Supreficie\ de\ módulos_{(1200)}: 2,328\ m^2$$

Ecuación 3.19

Del total de los datos tenemos que,  $Area\ disponible > Area\ necesaria$  cumpliendo esta condición no se tiene ningún inconveniente con respecto a superficies.

### 3.5. Cálculo de cableado

La sección utilizada en los conductores de la instalación varía en función de las características de la línea y del tramo que se esté calculando. Se distinguen dos partes claramente diferenciados: el cableado de corriente continua y el cableado de corriente alterna. La delimitación de cada parte viene delimitada por el inversor.

Para cada cálculo se debe cumplir las especificaciones descritas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se debe cumplir los valores de intensidades máximas admisibles y valores de caída de tensión.

- **Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:** La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

- **Criterio de la caída de tensión:** La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el final de la línea.

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

- **Criterio de la intensidad de cortocircuito:** La temperatura que puede alcanzar el cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobre intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Según la ITC-BT-40 para plantas generadoras conectadas a red debemos sobredimensionar la intensidad máxima un 25% de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{SC\ Linea} = I_{SC} \times 1.25$$

Ecuación 3.20

La conductividad de los diferentes materiales del que pueden estar constituido el cable son:

- La conductividad del cobre a 90° es 44 m/(Ω.mm<sup>2</sup>).
- La conductividad del cobre a 90° es 27 m/(Ω.mm<sup>2</sup>).

### 3.5.1. Cableado de corriente continua

Las secciones en la instalación de corriente continua se calcularán mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{C \times \Delta u}$$

Ecuación 3.21

Donde:

$L$ : Longitud de conductor (m)

$I$ : Corriente de la línea (A)

$C$ : Conductividad ( $\Omega \cdot mm^2$ )

$\Delta u$ : Caída de tensión máxima, para CC se considera 1.5 (%)

$S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ )

### 3.5.2. Sección del cableado entre paneles y cajas de combinación

Este tramo comprende cada una de las líneas que recorren las ramas de módulos fotovoltaicos hasta las cajas de conexión correspondientes. Se trata de un sistema monofásico al aire que conecta los módulos en serie entre sí. Se utiliza la longitud de cable más desfavorable, es decir, la que está a mayor distancia que en este caso es de 160 metros, utilizando la misma sección ya que son instalaciones similares o iguales.

Conociendo los datos de Intensidad y tensión calculados en el apartado 3.2. *Dimensionado del inversor*, obtenemos la siguiente sección mediante el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 \times 160 \times 8.30}{44 \times 0.015 \times 724} = 5.55 mm^2$$

Ecuación 3.22

Y partiendo de la formula mencionada anteriormente en la que se debe sobredimensionar la Intensidad máxima en un 25 %, tenemos que:

$$I_{SC \text{ Linea}} = 8.30 \times 1.25 = 10.38 A$$

Ecuación 3.23

De acuerdo al cálculo anterior para esta parte se considera un conductor de calibre número 8 con un área nominal de sección transversal de  $8.367 mm^2$ , con una capacidad de conducción de corriente de 40 Amperes  $60^\circ C$ , según datos del fabricante en este caso Viakon.

### 3.5.3. Cálculo de la sección del cableado comprendido entre cajas de combinación de corriente continua e inversor

Este tramo comprende las líneas que conectan el armario de corriente continua con el inversor, la distancia recorrida no es muy larga, suponemos que la distancia será de 5 metros, utilizando el mismo cable y misma sección en las 3 instalaciones.

Como el sistema solar está dividido en 3 instalaciones similares, la corriente que circula por el tramo entre las cajas de combinación de CC y el inversor es la que aportan todos los módulos conectados en paralelo.

De este modo, la intensidad total obtenida da como resultado:

$$I_{Total} = I_{CC \text{ max.DC modulo}} \times No_{modulos \text{ en paralelo}} = 8.30A \times 20 = 166A$$

Ecuación 3.24

Conociendo los datos de Intensidad y tensión calculados en el presente apartado y el apartado 3.2. *Dimensionado del inversor*, obtenemos la siguiente sección mediante el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 \times 5 \times 165}{44 \times 0.015 \times 724} = 3.45mm^2$$

Ecuación 3.25

Y partiendo de la formula mencionada anteriormente en la que se debe sobredimensionar la Intensidad máxima en un 25 %, tenemos que:

$$I_{SC \text{ Linea}} = 165A \times 1.25 = 206.25A$$

Ecuación 3.26

El cable de sección inmediatamente superior a esta intensidad es 300 Kcmil, tiene una sección de  $152.0 \text{ mm}^2$  con una capacidad de conducción de corriente de 240 Amperes a  $60^\circ\text{C}$ , soportando perfectamente la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación de 206.25 A.



### 3.6. Cableado de corriente alterna

Este circuito comprende el conjunto de cables que conecta el inversor con la red de baja tensión privada.

La ecuación utilizada para el cálculo de la sección por caída de tensión es la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \varphi}{C \times \Delta u} = \frac{L \times P}{C \times \Delta u \times U_L^2}$$

Ecuación 3.27

Donde,

$L$ : Longitud del conductor (m)

$I$ : Corriente de la línea (A)

$C$ : Conductividad

$\Delta u$ : Caída de tensión máxima, para CC se considera 2%

$S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ )

$P$ : Potencia del inversor (W)

$U_L$ : Tensión de salida del inversor

#### 3.6.2. Cálculo de la sección del cableado comprendido entre el inversor y los transformadores.

En este tramo, se calcula la sección del cableado que va desde los inversores y los transformadores.

Obteniendo primero la sección para el caso más desfavorable, es decir, en el cual los transformadores se encuentran a una mayor distancia que es de 35 m, aplicamos el criterio por caída de tensión sabiendo que la caída de tensión no puede ser mayor al 2%:

$$S = \frac{35 \times 120000}{44 \times 0.02 \times 400^2} = 29.82 mm^2$$

Ecuación 3.28

De este modo, la sección inmediatamente superior que cumpla con los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible es de  $107.2 mm^2$ , equivalente a un conductor 4 / 0 Este cable tiene una intensidad admisible de 230 A a 60°C, siendo esta una intensidad superior a la que circula a la salida del inversor.

$$230 > 173$$

### 3.6.3. Cálculo de la sección del cableado comprendido entre transformadores y tablero de distribución PRL4

Se debe cumplir con la misma condición de no superar el 2% en caída de tensión, tomamos como base la misma distancia anterior y calculamos.

$$S = \frac{35 \times 120000}{44 \times 0.02 \times 480^2} = 20.71 \text{ mm}^2$$

Ecuación 3.29

La sección inmediatamente superior que cumpla con los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible es de  $85.01 \text{ mm}^2$ , equivalente a un conductor 3 / 0 Este cable tiene una intensidad admisible de 165 A, a  $60^\circ\text{C}$ , siendo esta una intensidad superior a la que circula a la salida de los transformadores.

$$230 > 173$$

### 3.7. Cálculo de las protecciones

Mediante el dimensionado de los dispositivos de protección se pretende asegurar el elemento de protección desconecte lo antes posible una falta que se pueda producir en cualquier punto de la instalación, protegiendo de esta manera fallos o roturas de los demás elementos.

Para que la protección esté dimensionada correctamente, aplicamos la norma UNE 20460 que recoge que el aparato debe tener las siguientes condiciones:

Protección contra sobre cargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F \leq 1.45 \times I_Z$$

Ecuación 3.30

Donde:

$I_B$ : Intensidad de cálculo del circuito (A)

$I_N$ : Intensidad Nominal del Interruptor (A)

$I_Z$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A)

$I_F$ : Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (A)

Protección contra cortocircuitos:

$$I_{CCmax} \leq \text{poder de corte}$$

Para el caso de protección sea mediante interruptor termo magnético se cumple la condición:

$$I_F \leq 1.45 \times I_N$$

Para el caso de que la protección sea mediante fusible se cumple que:

$$I_F \leq 1.6 \times I_N$$

En cada parte de la instalación se calculan los límites que nos imponen y se decide qué tipo de protección es apropiada para el correcto funcionamiento.

### 3.7.1. Protección entre módulos y cajas de combinación

En las cajas de conexiones se encuentran las salidas de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, el objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y los módulos fotovoltaicos protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 8.30 \text{ A}$$

$$I_N = 10.38 \text{ A}$$

$$I_Z = 40 \text{ A}$$

Cumpliendo con la condición mencionada anteriormente de:

$$8.30 \leq 10.38 \leq 40$$

Del mismo modo:

$$I_F \leq 1.6 \times 10.38 = 16.60 \text{ A}$$

Cumpliendo:

$$16.60 \leq 1.45 \times 40 = 58 \text{ A}$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, en cada serie de módulos seleccionamos un fusible. En cada caja de conexiones hay 40 fusibles, y como hay 3 cajas de combinaciones, hay un total de 120 fusibles de 10 A en todo el sistema solar fotovoltaico.

### 3.7.2. Protecciones entre cajas de combinaciones e inversor

En Las cajas de combinación de corriente continua se encuentran las entradas de las cadenas en conexión seria de los paneles fotovoltaicos, por lo que se calcula la corriente que deben soportar.

El objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y la corriente que le llega al inversor, protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 20 \times 8.30 = 166 \text{ A}$$

$$I_N = 225 \text{ A}$$

$$I_Z = 206.25 \text{ A}$$

Ecuación 3.31

Cumpliendo con la condición mencionada anteriormente de:

$$166 \leq 225 \leq 206.9 \text{ A}$$

Del mismo modo:

$$I_F \leq 1.45 \times 225 = 326.25 \text{ A}$$

Cumpliendo:

$$326.25 \leq 145 \times 166 = 240.7 \text{ A}$$

Ecuación 3.32

Con estos resultados, el inversor debe soportar las corrientes calculadas con un interruptor termo magnético cuya intensidad nominal es de 250 A, y cumplir así con las restricciones obtenidas.

### 3.7.3. Protección entre inversor y transformadores de tipo seco

Como se ha mencionado, el inversor cuenta con las protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, no siendo necesario la instalación en el inversor de protecciones para protegerle frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Por lo tanto, en el gabinete de AC se utiliza un interruptor termo magnético de 225 A de corriente nominal que protege el tramo desde el inversor hasta el centro de transformación.

#### **3.7.4. Cálculo de la protección de puesta tierra**

La finalidad principal de una puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra que puedan presentar las masas metálicas en un momento dado, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos de la instalación.

Para el dimensionado de la puesta a tierra de cada tramo, aplicaremos las restricciones que nos impone el artículo 690 del Código Eléctrico Nacional “NEC”, en la sección V. Puesta a Tierra, y el artículo 250 – Puesta a tierra y conexión equipotencial sección 250.4(A).

#### **3.7.5. Puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos**

La sección del cable de fase de la conexión entre los módulos y la caja de conexiones es de  $8.367mm^2$ , por lo tanto la sección del conductor de protección es de  $8.367mm^2$ , cumpliendo según lo establecido en la norma.

#### **3.7.6. Puesta a tierra entre cajas de combinación e inversor**

Este se dimensiona al calibre inmediato superior al utilizado en este mismo tramo para corriente de entrada al inversor.

#### **3.7.7. Puesta a tierra en el circuito de Corriente Alterna**

Todo el sistema de puesta a tierra en el lado de corriente alterna se dimensiona de acuerdo al existente en el sistema de la nave, con un calibre de conductor idéntico ya que todo va conectado a la misma red de tierra.

Tabla 3.1, recoge todas las secciones de conductores de protección obtenidas en los cálculos.

Seccion calculada de los conductores de proteccion la instalacion	
Linea	Seccion $mm^2$
<i>Sección del cableado entre paneles y cajas de combinación</i>	<b>8.367 <math>mm^2</math></b>
<i>sección del cableado comprendido entre cajas de combinación e inversor</i>	<b>152.0 <math>mm^2</math></b>
<i>sección del cableado comprendido entre el inversor y los transformadores.</i>	<b>107.2<math>mm^2</math></b>
<i>sección del cableado comprendido entre transformadores y tablero de distribución PRL4</i>	<b>85.01<math>mm^2</math></b>

### 3.8. Cálculo del centro de transformadores

Los generadores fotovoltaicos del sistema solar fotovoltaico entregan la energía a una tensión a 400 V en corriente alterna, pero el sistema dispone de un nivel de tensión de 208 V, todo en sistema trifásico de 4 hilos.

La solución adoptada, es conectar la salida de los inversores que nos entregan un nivel de tensión de 400V a un centro de transformación que nos reduzca este nivel a 208 V, que es el requerido por el sistema.

Cada inversor de la instalación presenta un factor de potencia uno, por lo que la potencia máxima inyectada a la red, es la máxima potencia pico que puede alcanzar el generador fotovoltaico. En este caso la potencia aparente máxima es de 120 KVA.

El transformador tiene que tener una potencia nominal superior a la máxima potencia aparente de entrada y una relación de transformación adecuada, acorde con las tensiones de generación y de la red eléctrica en este caso 400/200  $V_{AC}$ .

La potencia nominal comercial siguiente a la que nos aporta el inversor es de 150 KVA, para transformadores de tipo seco en baja tensión.

El factor de seguridad que tiene el centro de transformación es, por tanto:

$$F_s = \frac{P_{CT}}{P_{Inv}} = \frac{150}{120} = 1.25$$

Ecuación 3.33

Con el cálculo de esta ecuación obtenemos que el transformador cuente con 1.25 veces la potencia que le suministra el inversor, y por tanto podemos conectar un inversor en paralelo al transformador, teniendo un total de 3 transformadores, uno por cada inversor teniendo tres generadores completamente independientes.

El centro de transformación está dimensionado adecuadamente para trabajar con la potencia generada por los generadores fotovoltaicos que estén conectados en el momento de máxima potencia.

3.9. Ahorro con la tecnología implementada.

La implementación de un sistema renovable tiene beneficios económicos, debido a que la fuente de la energía eléctrica se supone como gratuita (El viento y el Sol). El ahorro obtenido con el sistema conectado en paralelo a la red es de \$88,000.00 anual y se especifica en la tabla 3.2, esta muestra cantidades en dólares que se estaría economizando la nave en periodos anuales.

7. Analisis Economico (Flujo de Caja Proyectado)  
Cifras en Dolares

Año	Balance inicial	Pago principal	Pago interés	Pago total
1	432,000.00	54,000.00	21,600.00	75,600.00
2	378,000.00	54,000.00	18,900.00	72,900.00
3	324,000.00	54,000.00	16,200.00	70,200.00
4	270,000.00	54,000.00	13,500.00	67,500.00
5	216,000.00	54,000.00	10,800.00	64,800.00
6	162,000.00	54,000.00	8,100.00	62,100.00
7	108,000.00	54,000.00	5,400.00	59,400.00
8	54,000.00	54,000.00	2,700.00	56,700.00
		432,000.00	97,200.00	529,200.00

Monto:	432,000.00
Plazo: 8 años	
Interes: 5%	

FLUJO DE CAJA proyectado a 10 años.

Calculo de Inversion de Capital	
Tarifa en US\$ (KWH/mes)	0.16
Coficiente rendimiento	83%
Horas sol por día Managua promedio	5.50
Kwp instalados planta	360.00
No. días año uso	365.00
Tasa de incremento energía	6%
Tasa de incremento energía	3%
Tasa de incremento inflación ecomica	3%
Generación año en kWh	565,370.00
US\$	88,009.26
Inversión de capital (capital expenditures) (antes de IVA)	432,000.00

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos (ahorros)											
Efectivo al inicio del periodo		0.00	79,369.26	84,649.82	90,247.21	96,180.44	102,469.67	109,136.25	116,202.82	123,693.39	131,633.39
Ahorro estimado en tarifa kwh consumido		88,009.26	93,289.82	98,887.21	104,820.44	111,109.67	117,776.25	124,842.82	132,333.39	140,273.39	148,689.80
Total Ingresos	-432,000.00	88,009.26	93,289.82	98,887.21	104,820.44	111,109.67	117,776.25	124,842.82	132,333.39	140,273.39	148,689.80
Egresos		8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00
Pago por mantenimientos		8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00	8,640.00
Pago Interés		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago principal		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo del período	-432,000.00	79,369.26	84,649.82	90,247.21	96,180.44	102,469.67	109,136.25	116,202.82	123,693.39	131,633.39	140,049.80
Inverion de capital	432,000.00	352,630.74	267,980.92	177,733.71	81,553.27	-20,916.40	-130,052.65	-246,255.47	-369,948.86	0.00	0.00
Flujo Neto	-432,000.00	-352,630.74	-267,980.92	-177,733.71	-81,553.27	20,916.40	130,052.65	246,255.47	369,948.86	501,582.25	641,632.05

TIR:	21%
PRI	4.91

VAN:	\$294,666.12
------	--------------



## **Capítulo 4**

### **Huella de carbono.**

## Capítulo 4. Huella de carbono.

Se entiende como huella de carbono “la totalidad de gases de efecto invernadero emitidos por efecto directo o indirecto por un individuo, organización, evento o producto”.

- **Huella de carbono de una organización.** Mide la totalidad de GEI<sup>8</sup> emitidos por efecto directo o indirecto provenientes del desarrollo de la actividad de dicha organización.
- **Huella de carbono de producto.** Mide los GEI emitidos durante todo el ciclo de vida de un producto: desde la extracción de las materias primas, pasando por el procesado y fabricación y distribución, hasta la etapa de uso y final de la vida útil (depósito, reutilización o reciclado).

En este sentido, conviene aclarar que el concepto de organización engloba a cualquier tipo de entidad que desee calcular su huella de carbono, ya sea una organización privada, una entidad pública, una organización sin ánimo de lucro, etc. El análisis de huella de carbono proporciona como resultado un dato que puede ser utilizado como indicador ambiental global de la actividad que desarrolla la organización. La huella de carbono se configura, así como punto de referencia básico para el inicio de actuaciones de reducción de consumo de energía y para la utilización de recursos y materiales con mejor comportamiento medioambiental.

### 4.1. Huella de carbono de una organización.

Al referirnos a huella de carbono de una organización y a las fuentes emisoras que se analizan en su cálculo, recurrimos al término Alcance, clasificándolo en alcance 1, 2 y 3.

En primer lugar, cabe indicar que las emisiones asociadas a las operaciones de una organización se pueden clasificar como emisiones directas o indirectas.

**Emisiones directas de GEI:** son emisiones de fuentes que son propiedad de o están controladas por la organización. De una manera muy simplificada, podrían entenderse como las emisiones liberadas in situ en el lugar donde se produce la actividad, por ejemplo, las emisiones debidas al sistema de calefacción si éste se basa en la quema de combustibles fósiles.

---

<sup>8</sup> GEI: Gas de Efecto Invernadero

**Emisiones indirectas de GEI:** son emisiones consecuencia de las actividades de la organización, pero que ocurren en fuentes que son propiedad de o están controladas por otra organización. Un ejemplo de emisión indirecta es la emisión procedente de la electricidad consumida por una organización, cuyas emisiones han sido producidas en el lugar en el que se generó dicha electricidad.

Dado al carácter de la presente tesis solo se analizará la emisión indirecta.

#### 4.2. Base metodológica del cálculo.

En una primera aproximación puede decirse que el cálculo de la huella de carbono consiste en aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Huella de carbono} = \text{Dato actividad} \times \text{Factor emisión}.$$

Ecuación 4.1

Donde:

- **El dato de actividad**, es el parámetro que define el grado o nivel de la actividad generadora de las emisiones de GEI. Por ejemplo, cantidad de energía eléctrica utilizada (kWh de gas natural).
- **El factor de emisión (FE)** supone la cantidad de GEI emitidos por cada unidad del parámetro “dato de actividad”. Estos factores varían en función de la actividad que se trate. Por ejemplo, en relación a la actividad descrita anteriormente (consumo de energía eléctrica), el factor de emisión sería  $0,343 \text{ kg CO}_2 \text{ kWh}^{-1}$

Como resultado de esta fórmula obtendremos una cantidad determinada de dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{eq}$ ).

Tomando en cuenta lo antes expuesto y aplicando la fórmula 4.1 para estimar el ahorro de emisión de gases a la atmósfera al momento de conectar la planta solar.

$$\text{Huella de carbono} = 386.4 \text{ kWh} \times 0.343 \text{ kgCO}_2 \text{ kWh}^{-1} = 132.54 \text{ kgCO}_2$$

Mega tienda Sinsa en 24 hora está emitiendo a la atmosfera un aproximado de 3.18 toneladas de  $\text{CO}_2$ , este valor equivale a recorrer con un automóvil cedan 718.59 Km.

Al momento que entre a funcionar la planta solar que tiene una capacidad instalada de 360 kW la reducción de gases contaminante es el siguiente.

$$\text{Huella de carbono} = 360 \text{ kWh} \times 0.343 \text{ kgCO}_2\text{kWh}^{-1} = 123.48 \text{ kgCO}_2$$

Si se estima que la planta tendrá un promedio de funcionamiento diario de 5 horas, la disminución de gases por día es de 0.62 toneladas de CO<sub>2</sub>, en el año se habrá dejado de emitir 222.26 toneladas de CO<sub>2</sub>, equivalente a recorrer con un automóvil cedan 26, 778 km.

El propósito de instalar un sistema fotovoltaico conectado en paralelo a la red no es únicamente el ahorro económico sino también el impacto ambiental que este produce de manera positiva ayudando así a evitar el efecto invernadero. Teniendo presente que Sinsa es una empresa que piensa en el medio ambiente este proyecto le será muy atractivo hablando en términos económico y ambientales.

## Conclusiones

En materia de energía fotovoltaica, se presentaron los principales adelantos en aplicaciones, desarrollo de las tecnologías precedentes a las que actualmente se utilizan, como han evolucionado los materiales para la construcción de los equipos para la extracción de esta energía de manera más eficiente, así mismo se brindó una pequeña descripción y su funcionamiento.

Se mostró una metodología simple de aplicar, que cubre el dimensionado de los principales elementos de un sistema conectado en paralelo a la red (Fotovoltaico), y que no solamente es funcional para edificios, sino también para viviendas, industrias, comercios, etc.

Mediante la aplicación de sistemas de generación distribuida, se crean sistemas eléctricos amigables con el medio ambiente, los cuales contribuyen de manera directa con la reducción de gases de efecto invernadero, por ejemplo, con la implementación de este tipo de sistemas en el caso de estudio se obtiene una reducción de CO<sub>2</sub> de 48 toneladas al año. El método de cálculo presentado, intenta que la tarea de calcular los componentes del sistema se logre de la manera más sencilla, para hacer más atractiva la opción de utilizar energía solar para crear edificaciones autosustentables y así contribuir con el cambio de la matriz energética del país.

En materia económica, tomando en cuenta la mayor cantidad de variables posibles se obtuvieron muy buenos indicativos económicos, un PRI<sup>9</sup> de 4.91 años, siendo 25 años el promedio de vida útil de los equipos según datos de los fabricantes, un VAN<sup>10</sup> de U\$ 294,666.12 calculado a 10 años según nuestro análisis económico.

---

<sup>9</sup> PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión.

<sup>10</sup> VAN: Valor Actual Neto, importante para la valoración de inversiones en activos, siendo esta superior a cero cuando la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida.

## **Recomendaciones.**

A partir de los resultados obtenidos de esta monografía, es necesario, en el caso de que se planee implementar el sistema propuesto, la realización de un estudio económico a profundidad, este puede ser un presupuesto del proyecto por parte de la división de ingeniería de Sinsa, o bien solicitar ofertas a diferentes empresas dedicadas a construcciones de centrales solares.

De igual manera, se debe censar la incidencia de radiación solar en el lugar que se prevé la instalación de paneles fotovoltaicos, de esta forma se obtienen datos completamente fiables provenientes de equipos especializados como los es un piranómetro y así calcular con mayor precisión las cantidades de potencia que se obtendría a lo largo de un año, tiempo recomendado para este tipo de estudios.

Si como en el caso de estudio, un emplazamiento alternativo cumple con todos los requisitos necesarios para la construcción de la central fotovoltaica, se deben modificar los cálculos previos, tomando en cuenta una nueva inclinación, nuevas distancias de cableado y caídas de tensión para cumplir con lo establecido en las normativas.

En caso de incrementar la potencia de la central solar, se debe tomar en cuenta la posibilidad de una generación por encima de la demanda, lo cual en el diseño propuesto esta posibilidad es mínima y en caso de ocurrir se atenúa la generación mediante el controlador PCM3, por tanto, sería conveniente hacer las gestiones necesarias ante la distribuidora y entes reguladores para la venta de dicho exceso.

## Referencias bibliográficas

- [1] Mukund R. Patel, Ph.D (1999) Wind and Solar power Systems, recuperado el 20 de agosto del 2018 en <http://api.ning.com/files/hrHxJC6N1oRtJDQK5jCVHrzpoQbTp0sP4av0kYmhuKnyVmn0VHJ5QrYebwEktrxr6u-j6b44X2ICvLUh706yrR1pmjbfRYkU/WindandSolarPowerSystemsM.Patel.pdf>
- [2] Barría Oyarzu, F (2011) “Proyecto de electrificación rural basado en energías renovables en el parque natural karukinka, tierra del fuego”, tesis de ingeniero no publicada, Universidad de Chile, Chile.
- [3] Curso de Postgrado de Energía Solar, Dr. Richard J. Komp Proyecto PFAE -Grupo Fénix, (Enero, 2001), Universidad Nacional Ingeniería, Managua, Nicaragua.
- [4] Esther Sanz López (Dic-2009), Estudio técnico-económico de una instalación Solar fotovoltaica conectada a red de 5kw. Recuperado el 20 de junio del 2018 en <http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/8694/1/Estudio%20Tecnico%20Economico%20Instalacion%20Solar%20Fotovoltaico%205kW.pdf>
- [5] Mario Avendaño Ciercoles (Febrero 2007), Estudio técnico y económico de una casa rural sostenible. Recuperado el 23 de octubre del 2018 en <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/868pub.pdf>
- [6] Ademir Suárez Carrillo (Junio 2008), Estudio técnico económico de instalación Fotovoltaica de 100 kw en cubierta de nave Industrial. Recuperado el 23 de Octubre del 2018 en <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/48679331e03b9.pdf>
- [7] Energía y componentes S.L (s.f.), Estudio técnico –económico: instalación solar fotovoltaica conectada a red, de potencia 15 kwp. Recuperado el 20 de mayo del 2018 en <http://www.enerco.es/A%20RED%2015KWp.pdf>
- [8]. Esther Sanz López (Dic-2009), Estudio técnico-económico de una instalación Solar fotovoltaica conectada a red de 5kw. Recuperado el 20 de junio del 2012 en <http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/8694/1/Estudio%20Tecnico%20Economico%20Instalacion%20Solar%20Fotovoltaico%205kW.pdf>

- [9] Asociación española de la industria Eléctrica, Energía Solar: Dimensionado del sistema. Recuperado el 25 de mayo del 2018 en <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1345-central-fotovoltaica>
- [10] Cayetano Espejo Marín (2004), La energía solar fotovoltaica en España, Recuperado el 11 de octubre del 2018 en <http://goo.gl/31unq>
- [11] Instituto para la Diversificación y Desarrollo de la Energía (2011), Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. The Boston Consulting Group (BCG): Autor.
- [12] Oficina Catalana del Canvi Climatic (marzo 2012), Guía práctica para el cálculo de Emisiones de gases de efecto Invernadero (GEI). Recuperado el 6 de Noviembre del 2018 en [http://www20.gencat.cat/docs/canviclimatic/Home/Politiques/Politiques%20catalanes/La%20mitigacio%20del%20canvi%20climatic/Guia%20de%20calcul%20demiissions%20de%20CO2/120301\\_Guia%20practica%20calcul%20emissions\\_rev\\_ES.pdf](http://www20.gencat.cat/docs/canviclimatic/Home/Politiques/Politiques%20catalanes/La%20mitigacio%20del%20canvi%20climatic/Guia%20de%20calcul%20demiissions%20de%20CO2/120301_Guia%20practica%20calcul%20emissions_rev_ES.pdf)
- [13] Ecoesfera Renovables (2011), Catálogo energía fotovoltaica. Recuperado el 15 de Agosto del 2018 en <http://www.ecoesfera.net/media/2020648010.pdf>



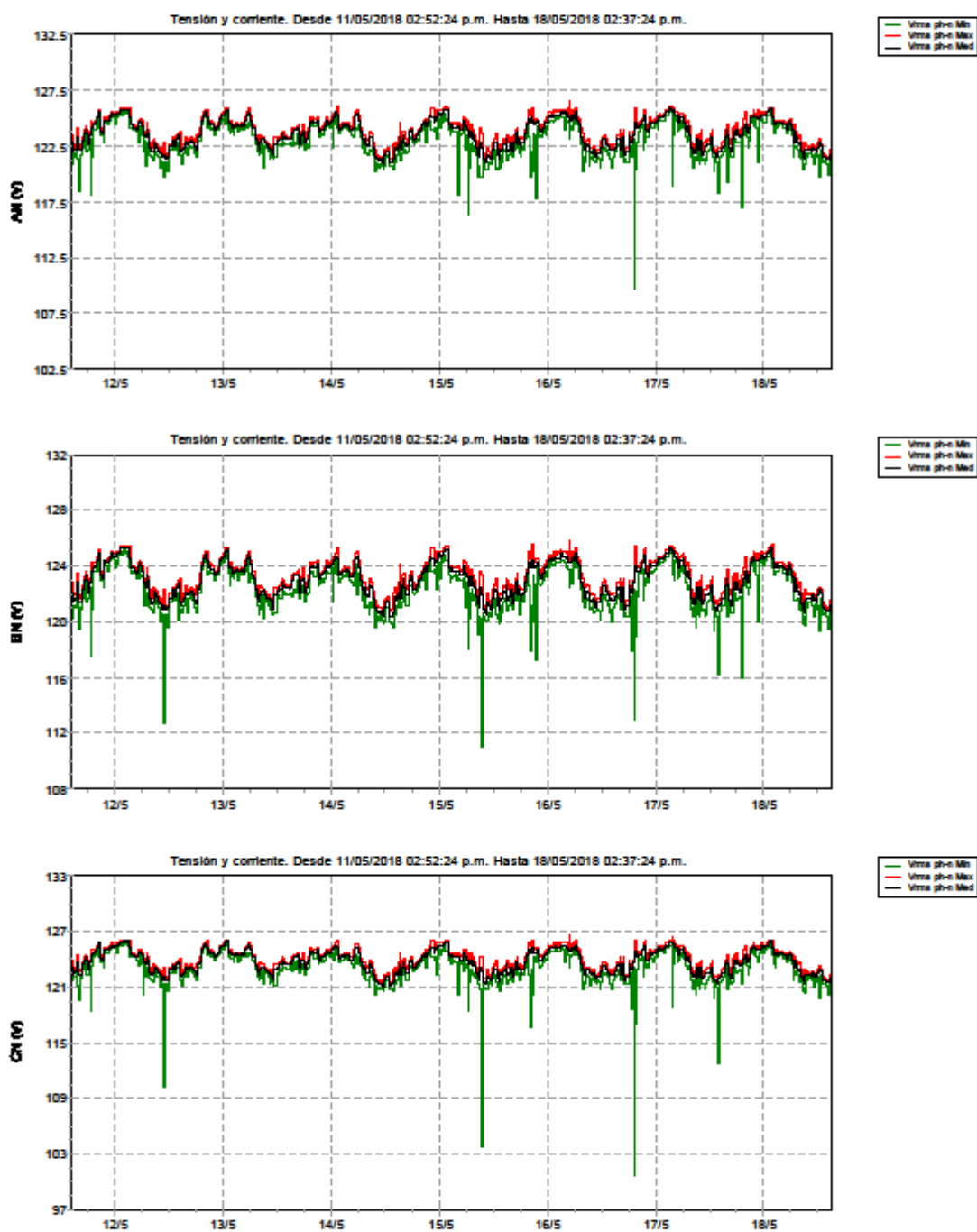
## **ANEXOS**

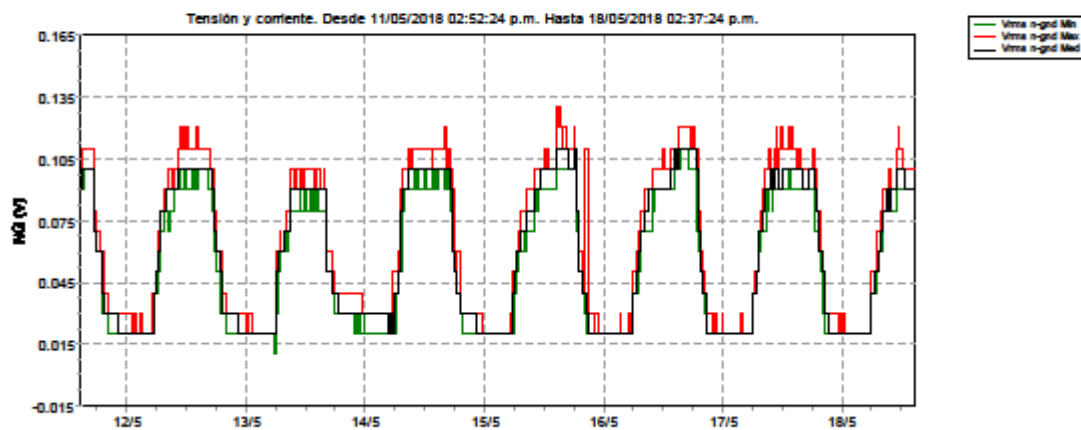
## 1. Informe – Analizador de redes [Fluke]

<b>FLUKE</b> <small>®</small>		Ambiente <b>MEGA SIN – Tarjeta SD</b>	Fecha/Hora del informe <b>01/06/2018 02:58:03 p.m.</b>	Página <b>2</b>
<b>Resumen de medición</b>				
Topología de medición	3Ø EN ESTRELLA			
Modo de aplicación	Registrador			
Primera medida	11/05/2018 02:52:24 p.m. 280mseg			
Última medida	18/05/2018 02:37:24 p.m. 280mseg			
Intervalo de grabación	0h 15m 0s 0mseg			
Tensión nominal	277 V			
Corriente nominal	400 A			
Frecuencia nominal	60 Hz			
Hora de inicio del archivo	11/05/2018 02:37:24 p.m. 280mseg			
Hora de fin del archivo	18/05/2018 02:37:24 p.m. 280mseg			
Duración	7d 0h 0m 0s 0mseg			
Número de eventos	Normal: 0 Detalle: 0			
Eventos descargados	No			
Número de pantallas	7			
Pantallas descargadas	No			
Método de medición de potencia	Unificado			
Tipo de cable	Copper			
Espectro de armónicos	%H1			
Modo THD	THD 40			
Modo CosPhi / DPF	DPF			
<b>Escala</b>				
Fase:				
Tipo de pinzas amperimétricas	i430TF			
Rango de pinza	N/D			
Rango nominal	400 A			
Sensibilidad	x10 CA sólo			
Relación de corriente	1:1			
Relación de tensión	1:1			
Neutro:				
Tipo de pinzas amperimétricas	i430TF			
Rango de pinza	N/D			
Rango nominal	400 A			
Sensibilidad	x10 CA sólo			
Relación de corriente	1:1			
Relación de tensión	1:1			
<b>Resumen de registros</b>				
Registros RMS	672			
Registros DC	0			
Registros de frecuencia	672			
Registros de desequilibrios	672			
Registros de armónicos	672			
Registros de armónicos de potencia	0			
Registros de potencia	672			
Registros de desequilibrios de potencia	0			
Registros de energía	672			
Registros de pérdidas de energía	0			
Registros de parpadeos	0			
Registros de señalización de la red principal	0			

## Resumen de eventos

Caídas de tensión	0
Subidas de tensión	0
Transitorios	0
Interrupciones	0
Perfiles de tensión	0
Variaciones rápidas de tensión	0
Pantallas	0
Formas de onda	0
Intervalos sin mediciones	0
Gráficos de corriente de arranque	0
Eventos de onda	0
Eventos RMS	0

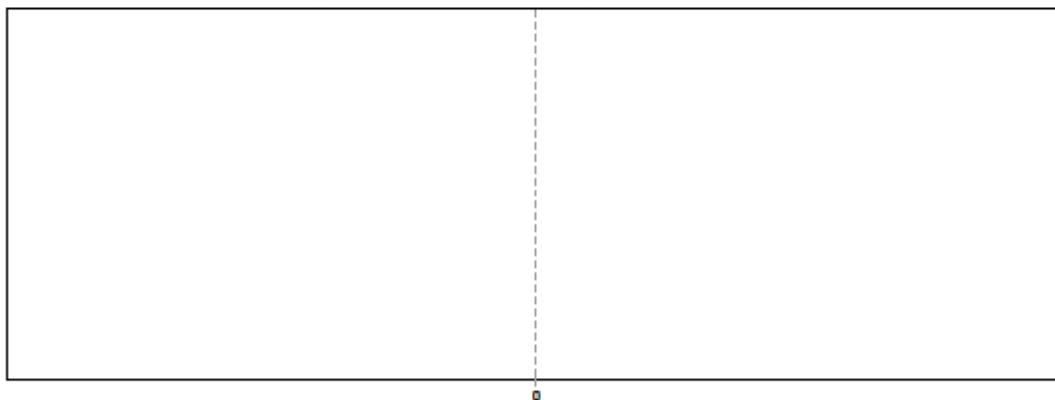




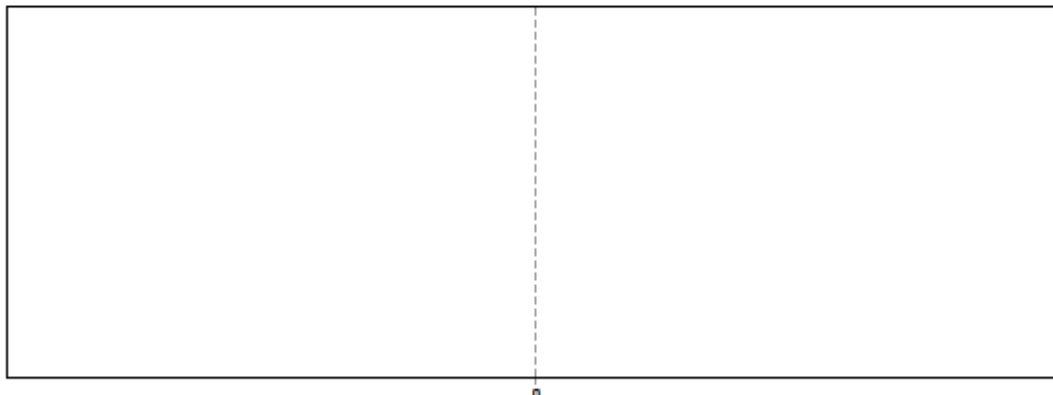
Tensión y corriente. Desde 11/05/2018 02:52:24 p.m. Hasta 18/05/2018 02:37:24 p.m.



Tensión y corriente. Desde 11/05/2018 02:52:24 p.m. Hasta 18/05/2018 02:37:24 p.m.



Tensión y corriente. Desde 11/05/2018 02:52:24 p.m. Hasta 18/05/2018 02:37:24 p.m.



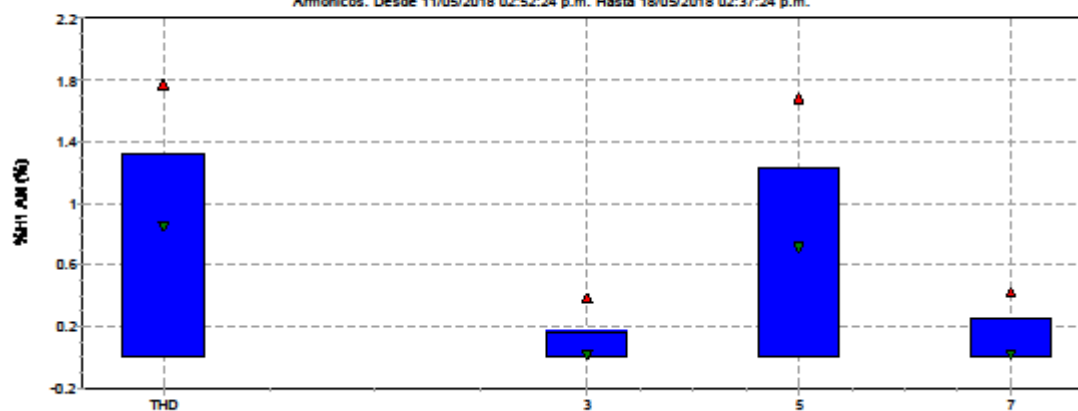
0

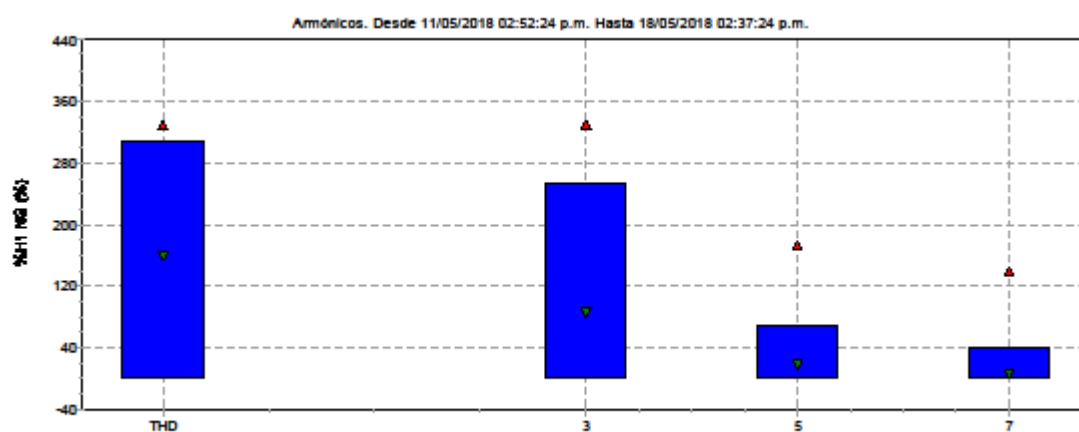
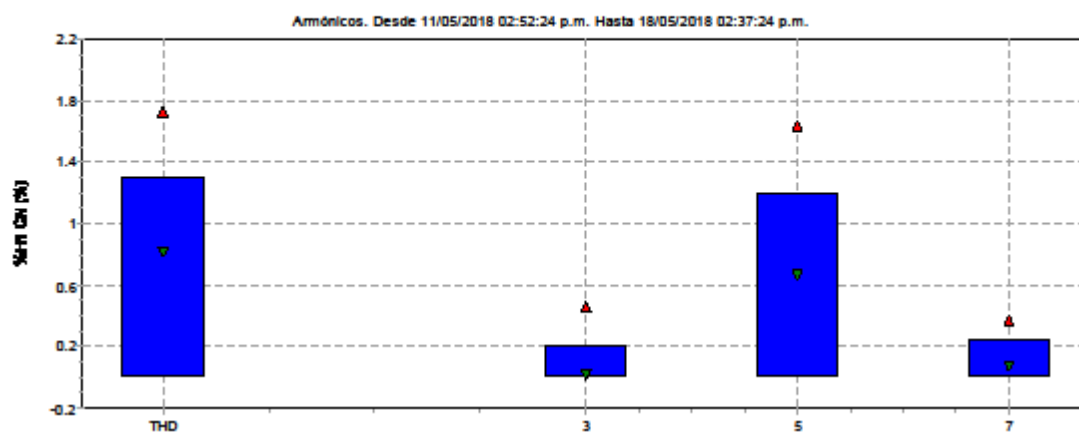
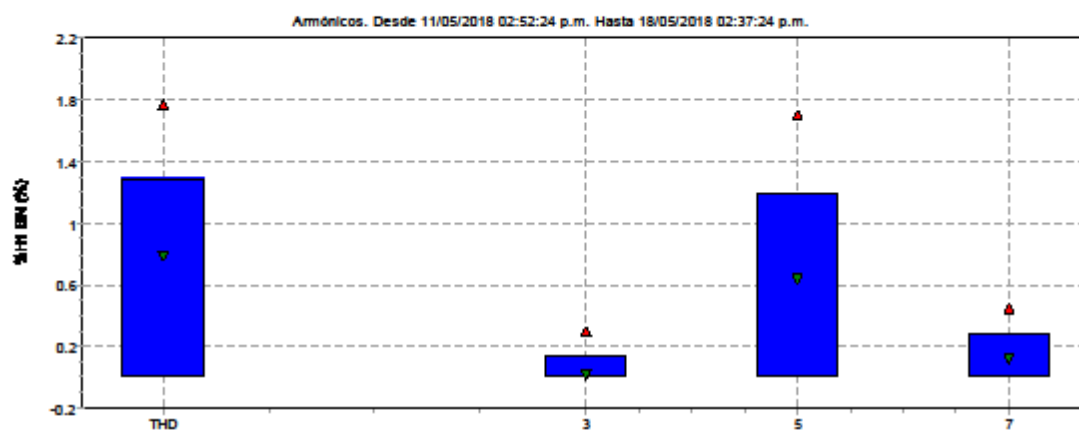
Tensión y corriente. Desde 11/05/2018 02:52:24 p.m. Hasta 18/05/2018 02:37:24 p.m.

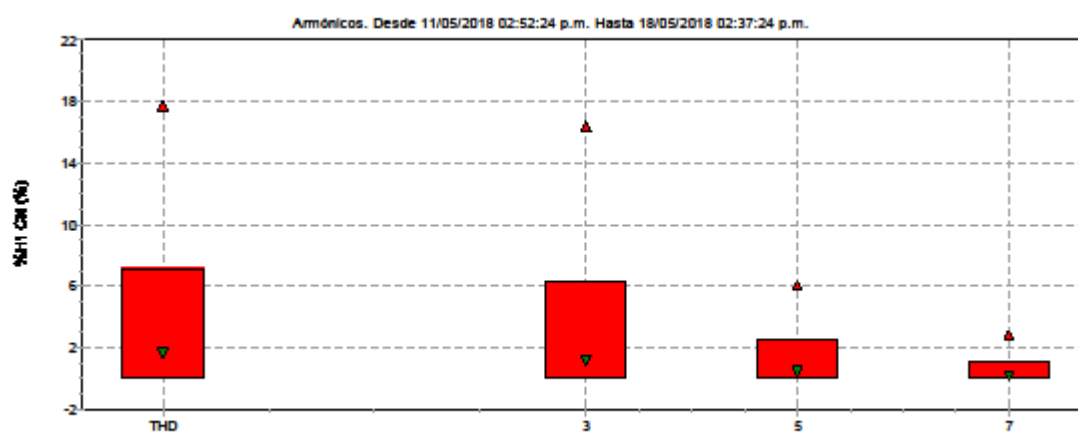
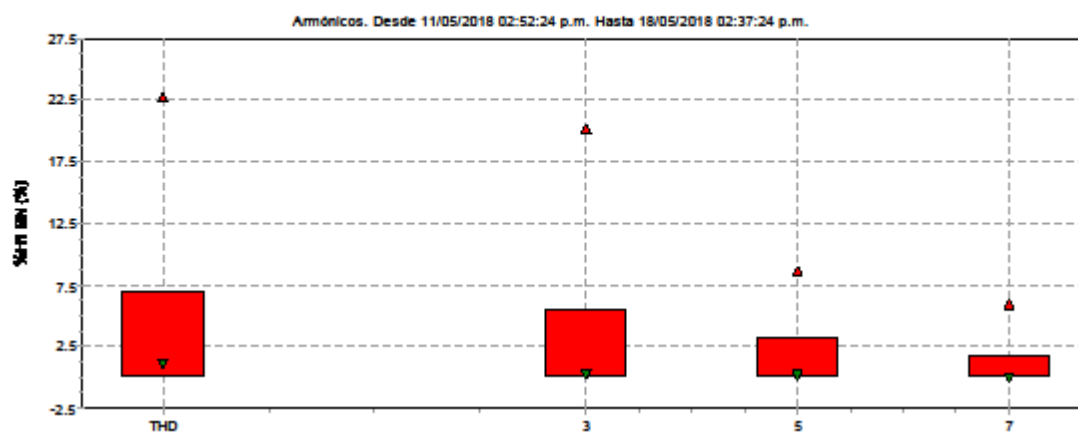
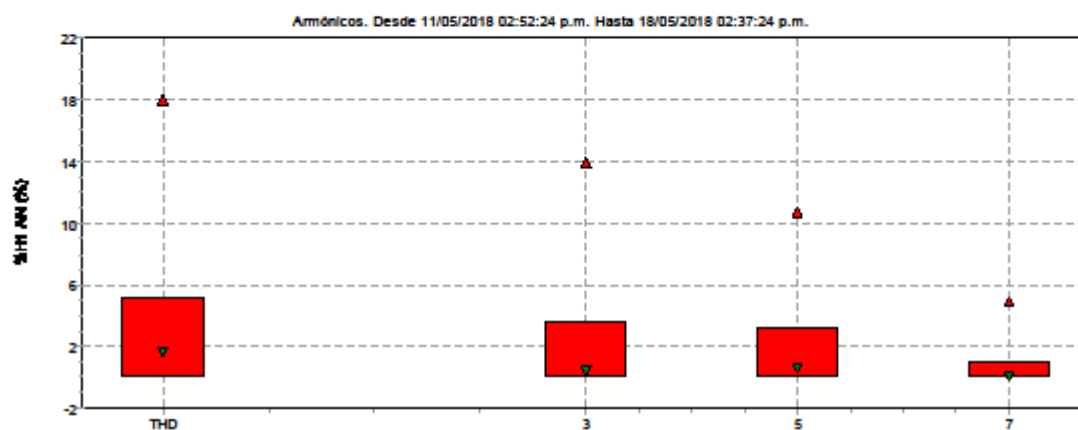


0

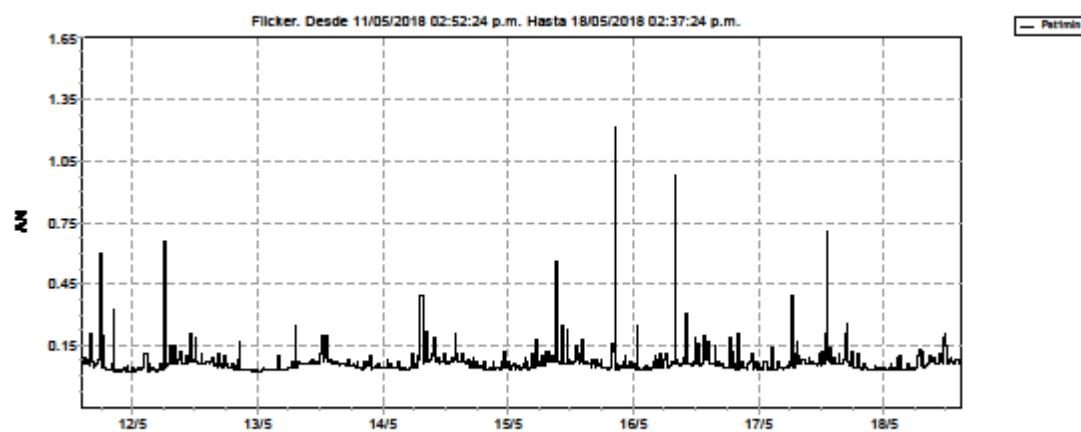
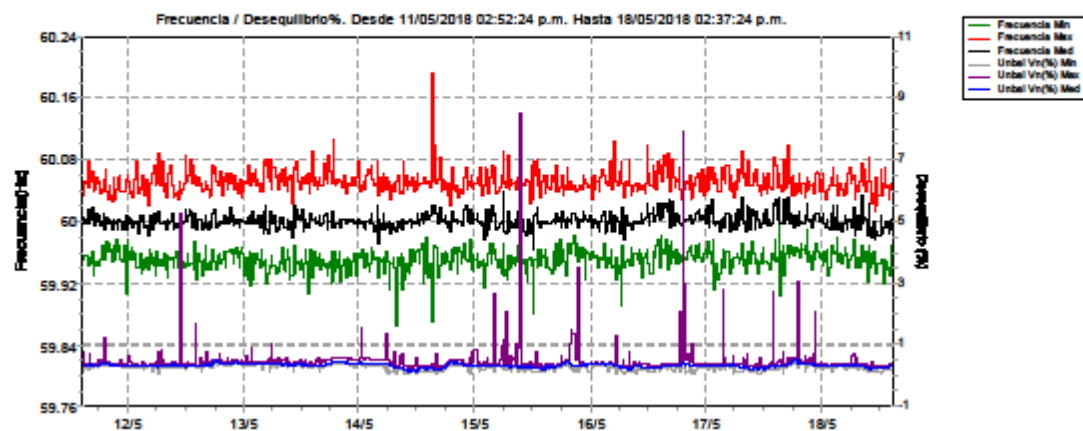
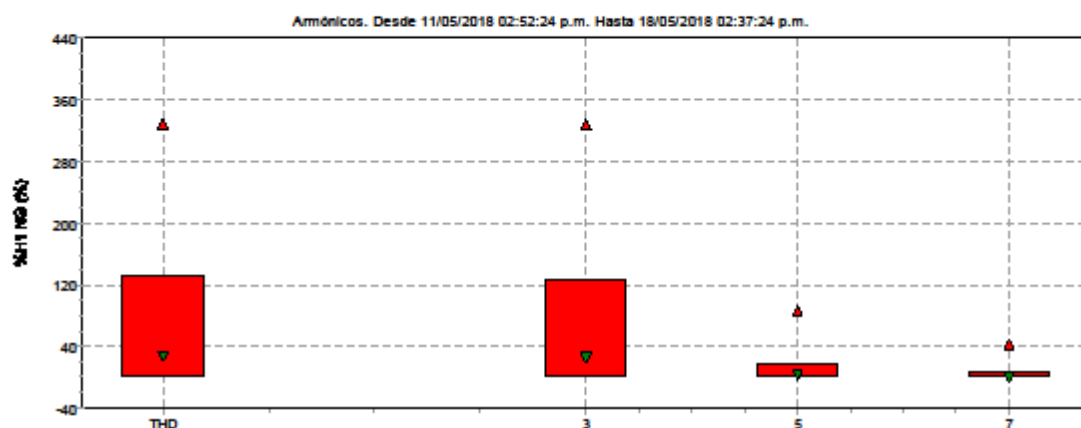
Armónicos. Desde 11/05/2018 02:52:24 p.m. Hasta 18/05/2018 02:37:24 p.m.

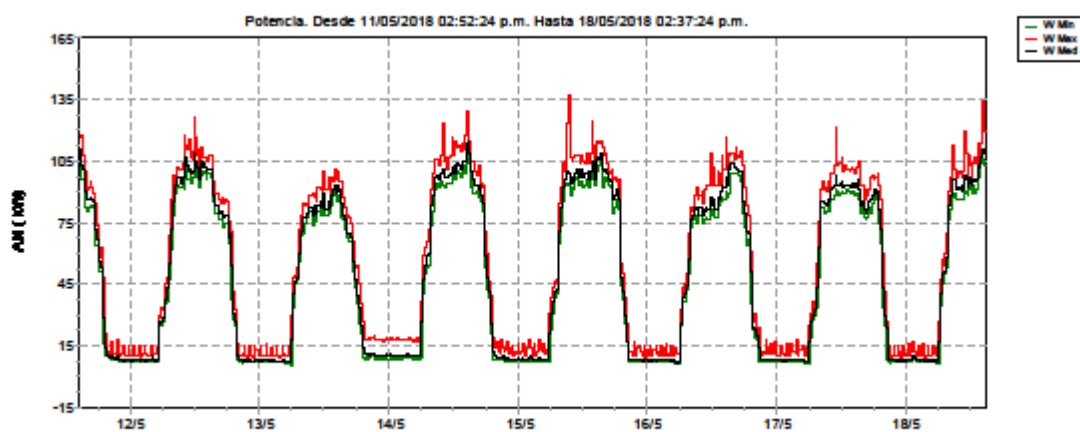
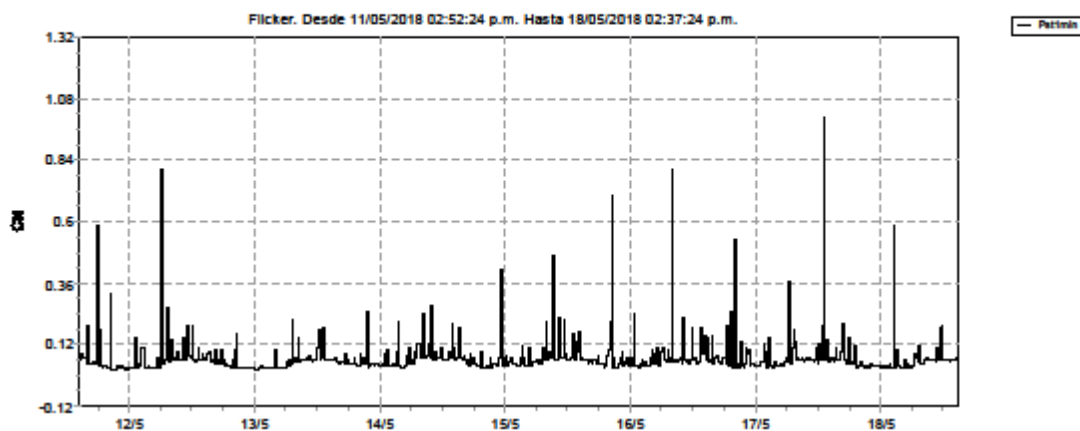
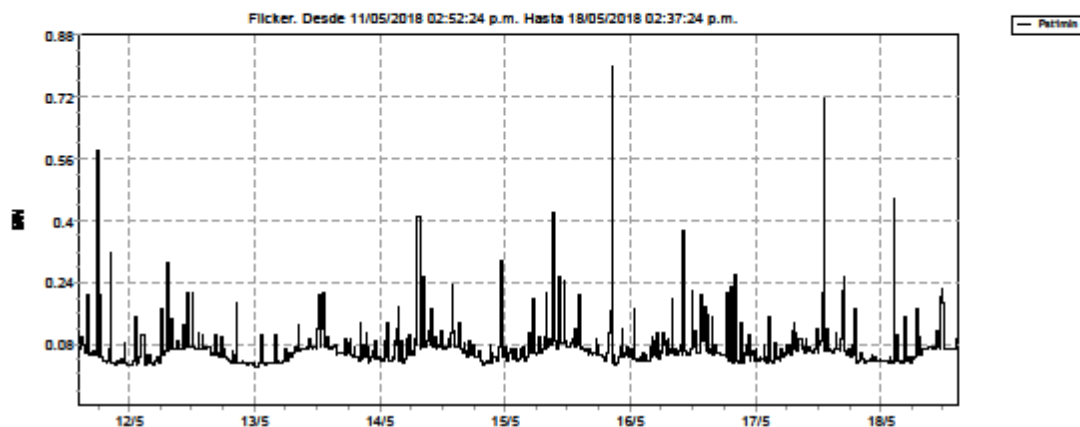


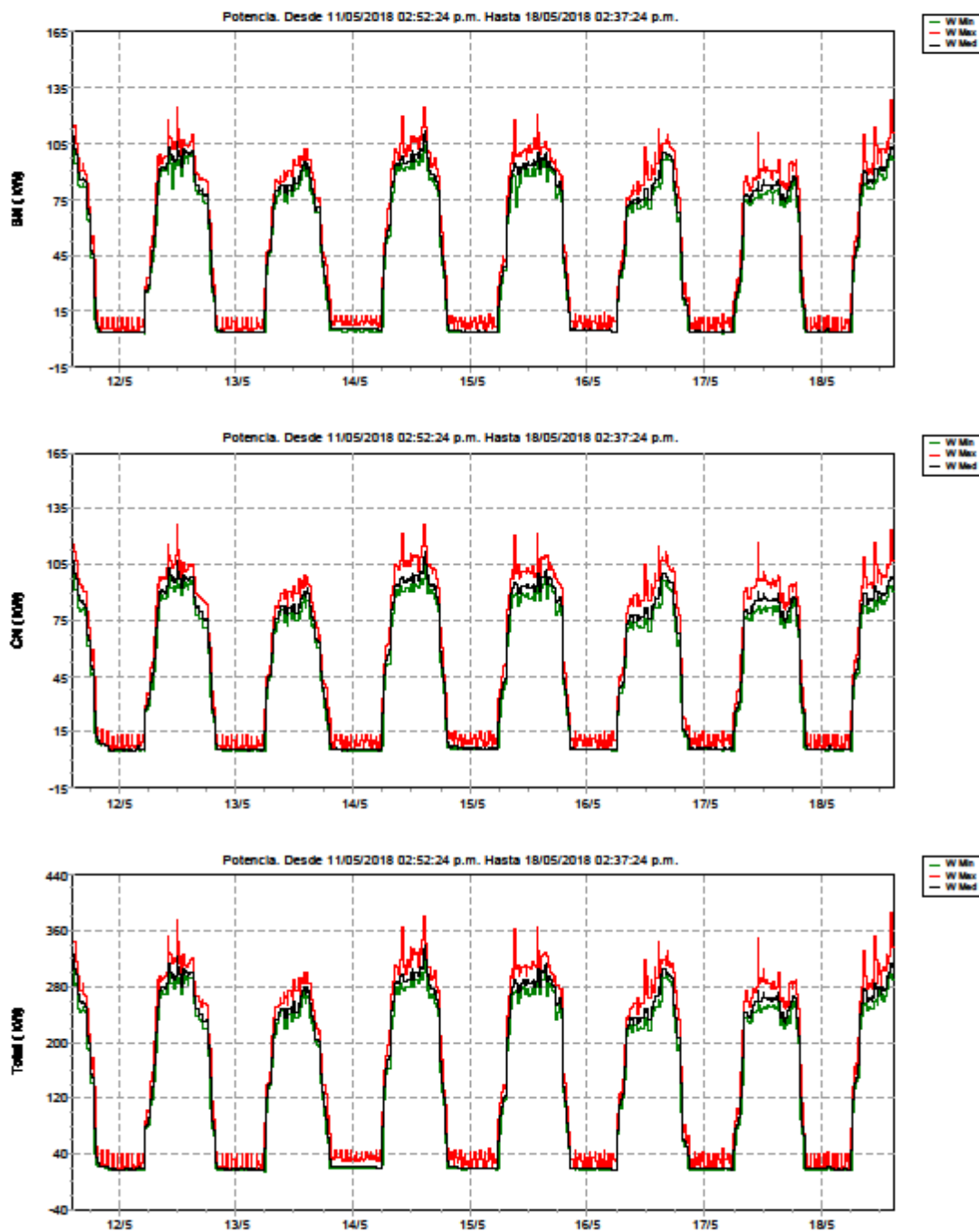


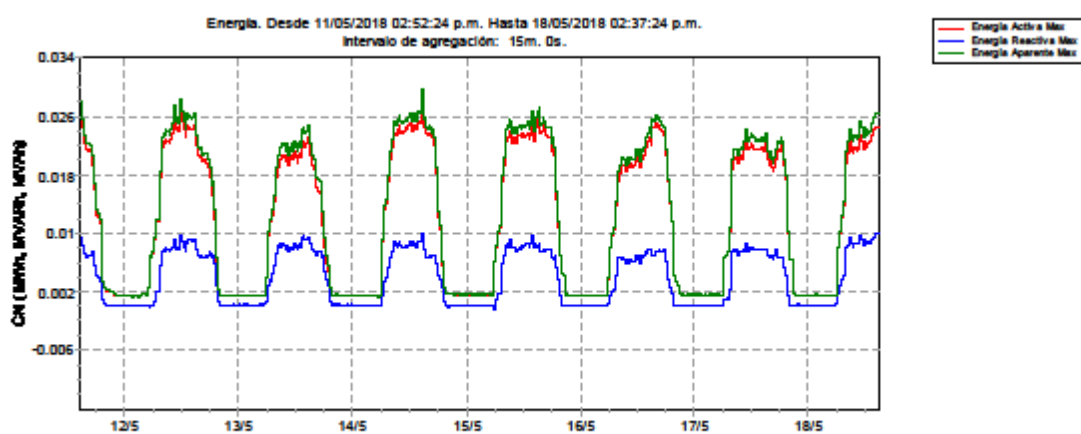
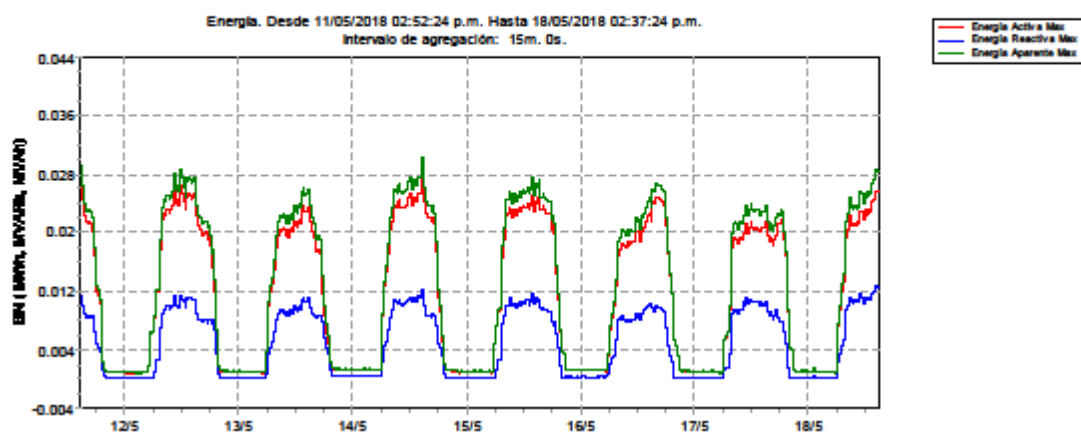
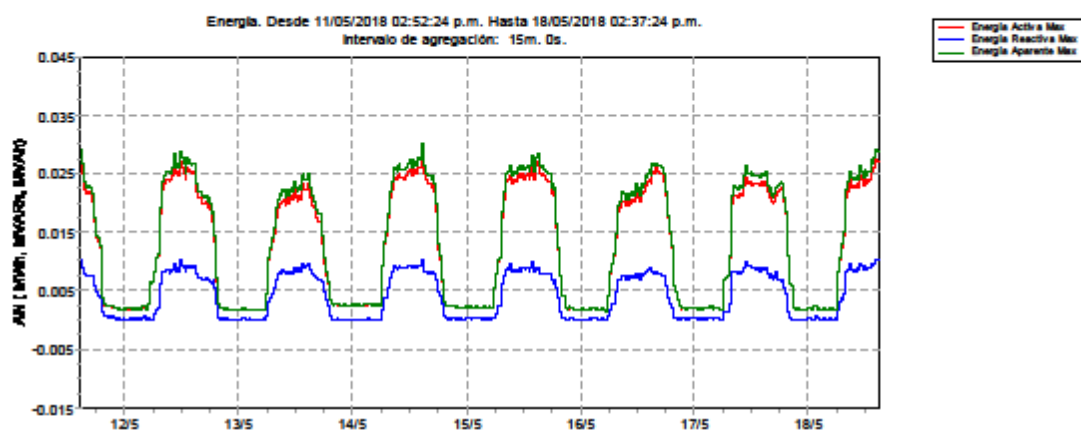


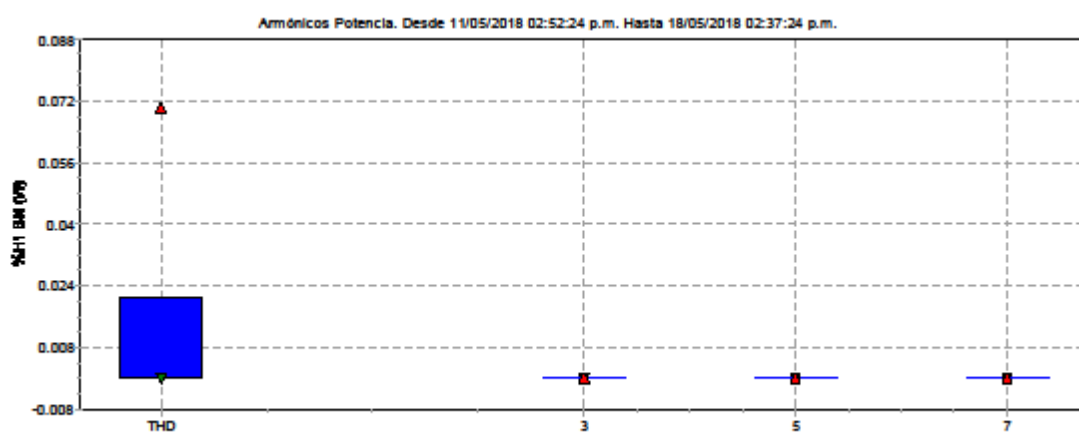
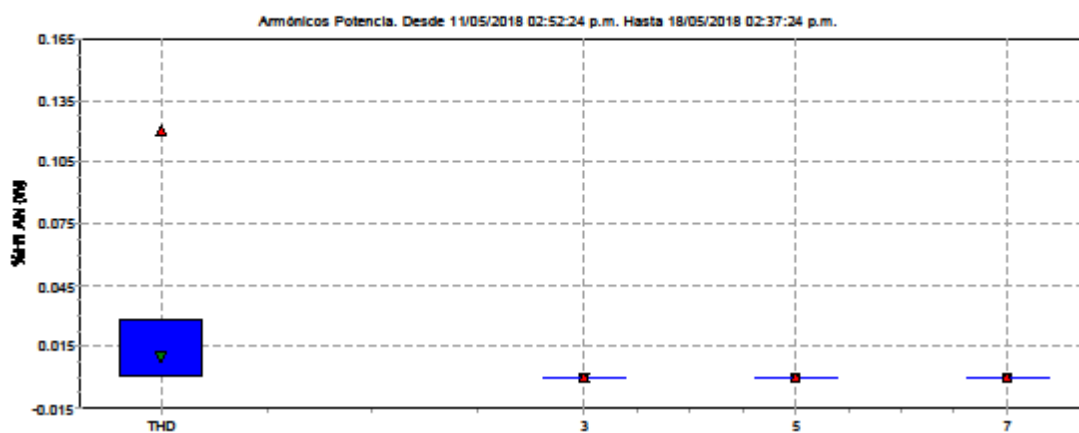
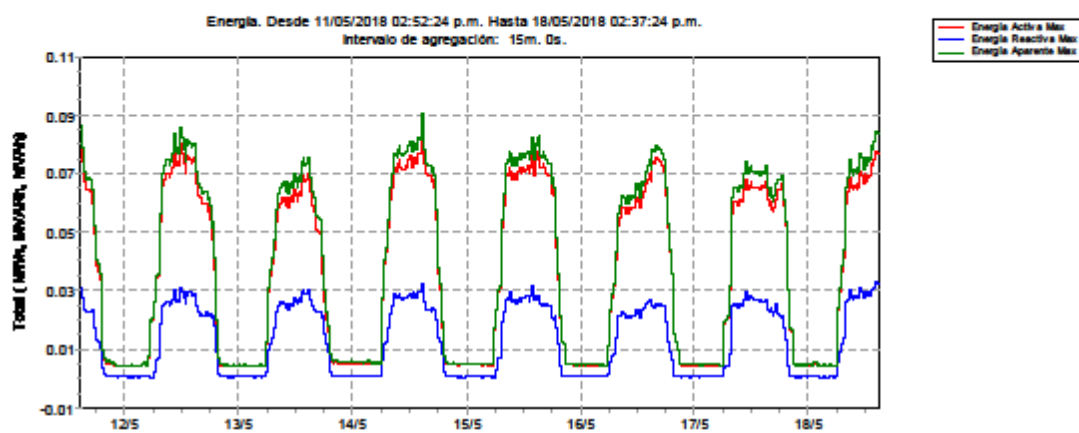


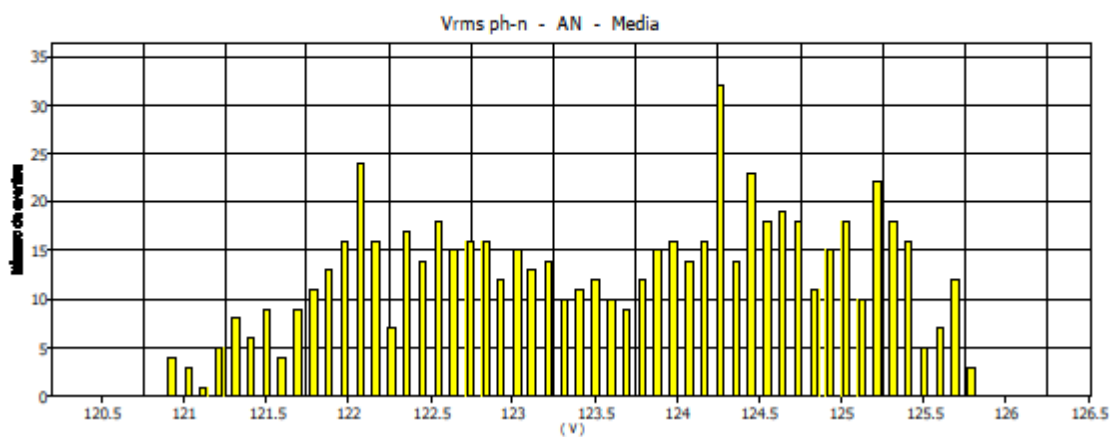
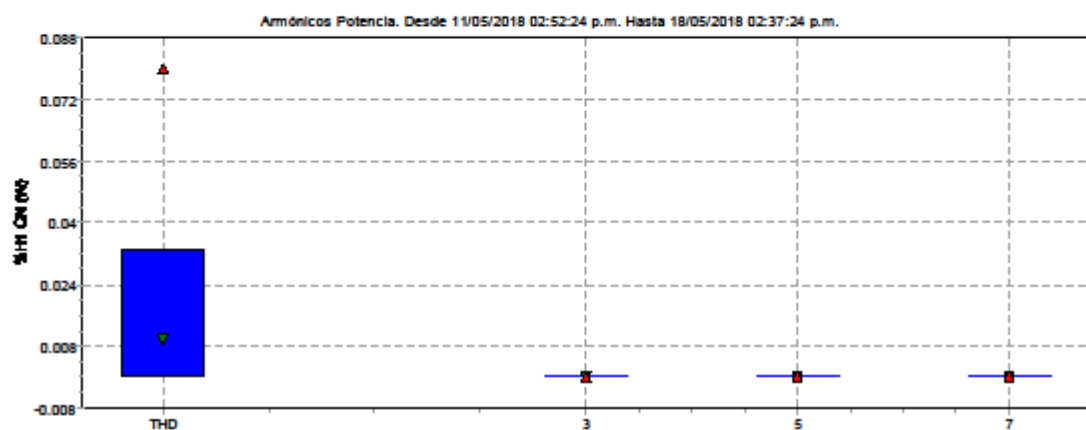












## 2. Simulación Excel [Demanda vs Generación]

Datos del analizador de redes en función de la demanda con respecto al tiempo, de la misma forma de se muestra la simulación de la generación fotovoltaica sobrepuesta.

Fechas del Perfil

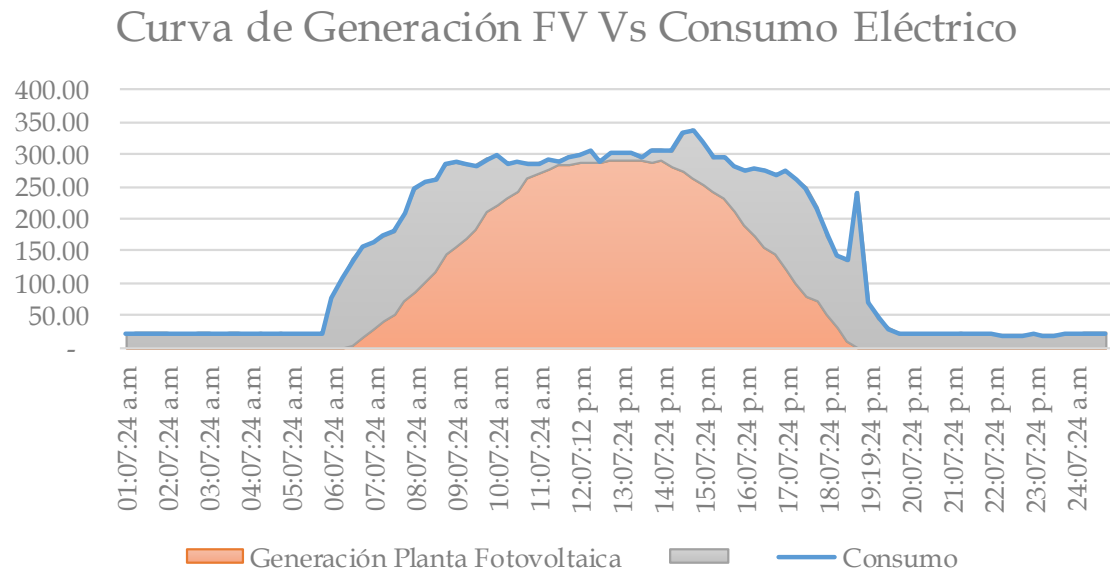
11/5/2018 2.00  
12/5/2018 3.00  
13/5/2018 4.00  
14/5/2018 5.00  
15/5/2018 6.00  
16/5/2018 7.00  
17/5/2018 8.00  
18/5/2018 9.00  
19/5/2018 10.00

Potencia a Instalar (Watt)	360 kWp
Elegir Fecha	lunes, 14 de mayo de 2018
Columna	5

Hora	Consumo	Generación Planta Fotovoltaica	
01:07:24 a.m	20.94	-	20.94
01:22:24 a.m	21.30	-	21.30
01:37:24 a.m	21.78	-	21.78
01:52:24 a.m	21.24	-	21.24
02:07:24 a.m	21.24	-	21.24
02:22:24 a.m	20.94	-	20.94
02:37:24 a.m	20.58	-	20.58
02:52:24 a.m	22.02	-	22.02
03:07:24 a.m	21.60	-	21.60
03:22:24 a.m	20.94	-	20.94
03:37:24 a.m	22.14	-	22.14
03:52:24 a.m	22.26	-	22.26
04:07:24 a.m	20.94	-	20.94
04:22:24 a.m	21.36	-	21.36
04:37:24 a.m	20.76	-	20.76
04:52:24 a.m	21.24	-	21.24
05:07:24 a.m	20.22	-	20.22
05:22:24 a.m	20.40	-	20.40
05:37:24 a.m	20.28	-	20.28
05:52:24 a.m	20.34	-	20.34
06:07:24 a.m	77.70	-	77.70
06:22:24 a.m	108.06	-	108.06
1% 360.00 06:37:24 a.m	137.16	3.60	133.56
4% 360.00 06:52:24 a.m	156.66	15.68	140.98
8% 360.00 07:07:24 a.m	161.94	27.12	134.82
11% 360.00 07:22:24 a.m	173.58	38.56	135.02
14% 360.00 07:37:24 a.m	179.94	50.00	129.94
20% 360.00 07:52:24 a.m	206.88	72.89	133.99
24% 360.00 08:07:24 a.m	245.40	86.90	158.50
28% 360.00 08:22:24 a.m	256.98	100.92	156.06
32% 360.00 08:37:24 a.m	261.96	114.93	147.03
40% 360.00 08:52:24 a.m	283.62	142.96	140.66
43% 360.00 09:07:24 a.m	286.98	156.16	130.82
47% 360.00 09:22:24 a.m	283.80	169.35	114.45
51% 360.00 09:37:24 a.m	283.08	182.54	100.54
58% 360.00 09:52:24 a.m	292.98	208.93	84.05
61% 360.00 10:07:24 a.m	297.90	219.47	78.43
64% 360.00 10:22:24 a.m	286.56	230.00	56.56
67% 360.00 10:37:24 a.m	287.28	240.54	46.74
73% 360.00 10:52:24 a.m	286.56	261.61	24.95
75% 360.00 11:07:24 a.m	286.44	268.36	18.08
76% 360.00 11:22:24 a.m	290.76	275.11	15.65
78% 360.00 11:37:24 a.m	289.62	281.86	7.76
79% 360.00 11:52:24 a.m	296.88	284.40	12.48
80% 360.00 12:07:12 p.m	299.46	288.00	11.46
80% 360.00 12:22:12 p.m	304.14	288.00	16.14
80% 360.00 12:37:12 p.m	289.62	288.00	1.62
81% 360.00 12:52:12 p.m	301.62	291.60	10.02
81% 360.00 13:07:24 p.m	301.38	291.60	9.78
81% 360.00 13:22:24 p.m	301.62	291.60	10.02
81% 360.00 13:37:24 p.m	294.42	291.60	2.82
80% 360.00 13:52:24 p.m	307.20	288.00	19.20

La tabla anterior muestra los datos, por rango de fecha y hora militar, con esto se puede tabular la generación y su eficiencia según la hora y obtener con esto la gráfica siguiente:

Grafica de consumo y generación que se aproxima a la campana de gauss.





### 3. Simulación de PVsyst [Resumen]

Partiendo de las simulaciones obtenidas con Excel para el análisis de datos que nos proporcionó el analizador de redes, se hizo la simulación del sistema fotovoltaico en un software especializado obteniendo el informe siguiente:

PVSYST V6.75		17/09/18		Página 1/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Sinsa - Mega Tienda Carretera a Masaya					
Lugar geográfico		Managua		País	Nicaragua
Ubicación		Latitud	12.10° N	Longitud	-86.24° W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT-8	Altitud	230 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Managua	Meteonorm 7.2 (2010-2014), Sat=100% - Síntesis		
Variante de simulación : Planta Fotovoltaica, 360 KWp - 3 generadores Fotovoltaicos de 120 KWp					
Fecha de simulación		17/09/18 22h09			
Parámetros de la simulación					
Tipo de sistema		No 3D scene defined			
Orientación Plano Receptor		Inclinación	9°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generadores FV (3 Tipo de generador definido)					
Módulo FV		Si-poly	Modelo	TSM-300 P14A	
Custom parameters definition					
Sub-generador "Sub-generador #1"					
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo	20 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	400	Pnom unitaria	300 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	120 kWp	En cond. funciona.	109 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	664 V	I mpp	165 A
Sub-generador "Sub-generador #2"					
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo	20 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	400	Pnom unitaria	300 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	120 kWp	En cond. funciona.	109 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	664 V	I mpp	165 A
Sub-generador "Sub-generador #3"					
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo	20 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	400	Pnom unitaria	300 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	120 kWp	En cond. funciona.	109 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	664 V	I mpp	165 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	360 kWp	Total	1200 módulos
		Superficie módulos	2328 m²		
Inversor					
Custom parameters definition		Modelo	ZIGOR SOLAR CTR3 - 100		
		Fabricante	Zigor		
Características		Tensión Funciona.	590-850 V	Pnom unitaria	100 kWac
Sub-generador "Sub-generador #1"		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac
				Relación Pnom	1.20
Sub-generador "Sub-generador #2"		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac
				Relación Pnom	1.20
Sub-generador "Sub-generador #3"		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac
				Relación Pnom	1.20
Total		N° de inversores	3	Potencia total	300 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
PVsyst Evaluation mode Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado					

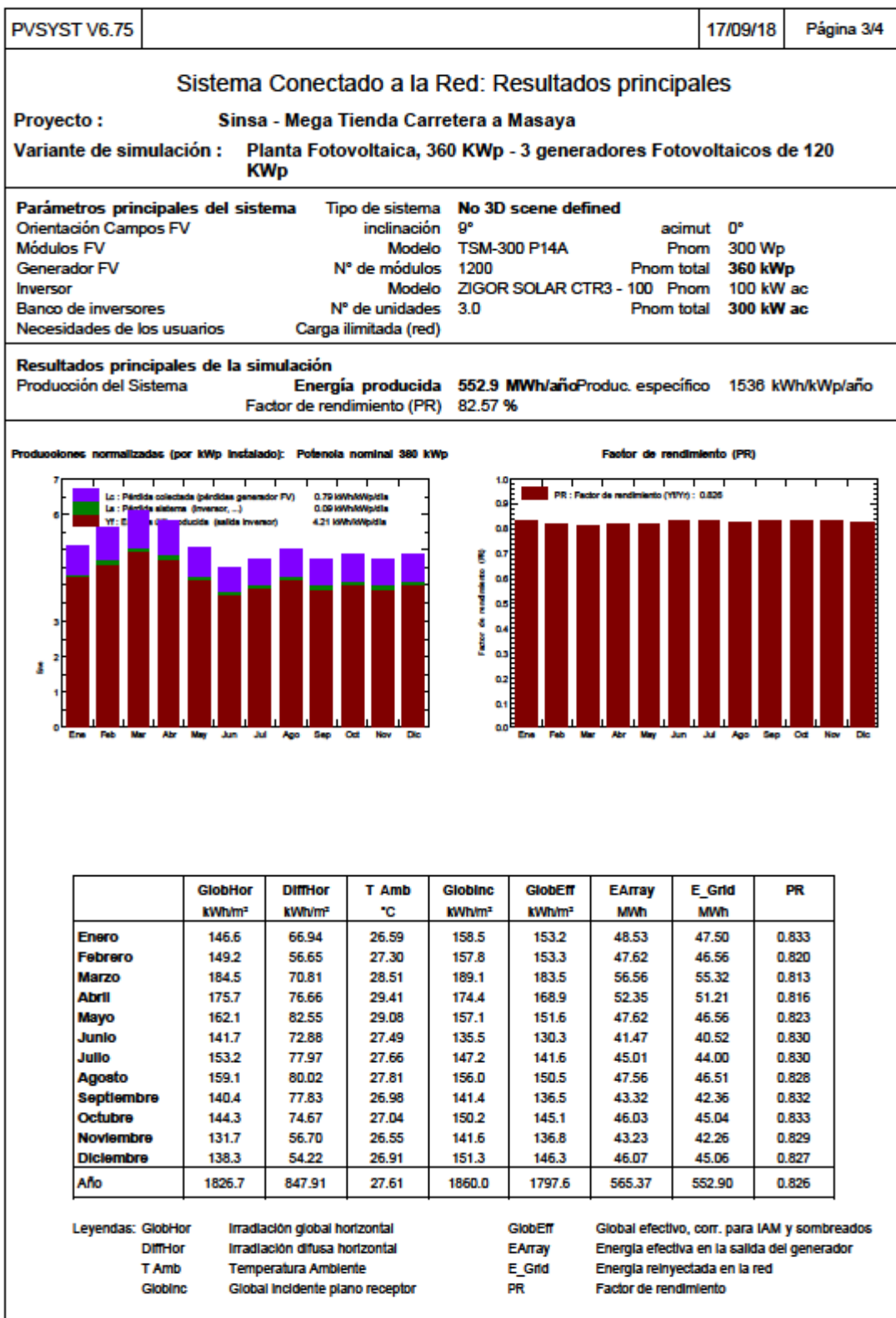
PVsyat Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

### Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	67 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#2	67 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#3	67 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	$1 - b_o (1/\cos i - 1)$	Parám. bo	0.05

**Necesidades de los usuarios :**



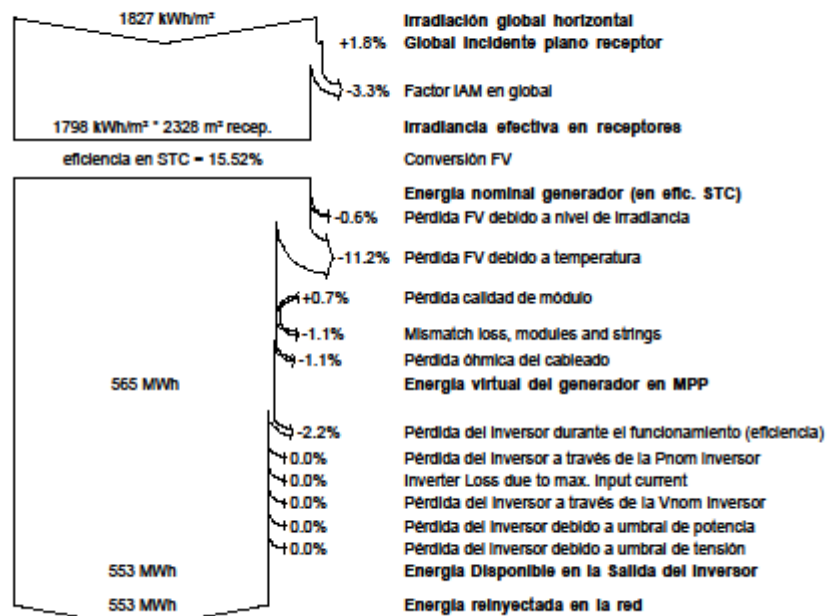
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Sinsa - Mega Tienda Carretera a Masaya

**Variante de simulación :** Planta Fotovoltaica, 360 KWp - 3 generadores Fotovoltaicos de 120 KWp

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined		
Orientación Campos FV	inclinación	0°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-300 P14A	Pnom	300 Wp
Generador FV	N° de módulos	1200	Pnom total	360 kWp
Inversor	Modelo	ZIGOR SOLAR CTR3 - 100	Pnom	100 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	300 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



#### 4. Fichas técnicas de los equipos [Referenciados]

Mono

Multi

Solutions

# TSM-PC14A

## THE Honey MODULE

### 72 CELL

MULTICRYSTALLINE MODULE

---

### 300-310W

POWER OUTPUT RANGE

---

### 16.0%

MAXIMUM EFFICIENCY

---

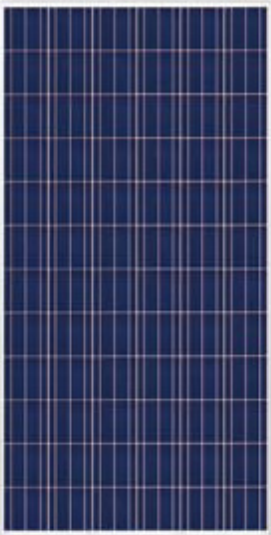
### 0~+3%


POWER OUTPUT GUARANTEE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited  
www.trinasolar.com


**Trinasolar**  
Smart Energy Together






**Excellent low light performance on cloudy days, mornings and evenings**

- Advanced surface texturing
- Back surface field
- Selective emitter




**Ideal for large scale installations**

- High power footprint reduces installation time and BOS costs



**Highly reliable due to stringent quality control**

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements

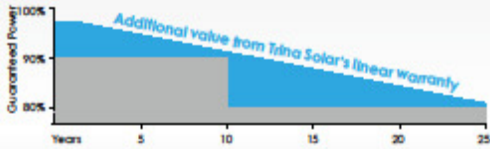


**Certified to withstand challenging environmental conditions**

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load per module
- 25 mm hail stones at 82 km/hr

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Years	Industry standard (%)	Trina Solar (%)
0	100	100
5	95	95
10	90	90
15	85	85
20	80	80
25	75	85

Página | 92





## Combinadores solares

Diseñados y fabricados para minimizar los costos del sistema al brindar una máxima flexibilidad. Las soluciones de combinadores solares ofrecen un rango de 1 a 48<sup>+</sup> circuitos de entrada, con envoltorios duros de no metálicos (NEMA 4X). Están diseñados y fabricados para brindar servicio en las condiciones ambientales más exigentes. Cuentan con homologación ETL y UL 1741<sup>®</sup>, lo cual brinda tranquilidad y amplio espacio para facilitar la instalación.

**Conclusions**

- Capacidad nominal de 800V CD e 1000 VCD - Servicio Continuo
- Porte-fusibles Touch-Safe
- Separador protector en material Lavan en todos los componentes vivos
- Terminales de salida de 80°C
- Configurado para errores de fase positiva o negativa\*\*

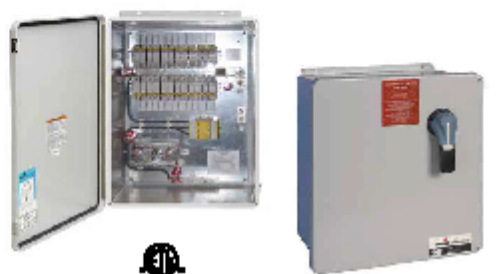
**Cartilagenosos y surculares:**

- Listado eETLus 1341\*
- Listado Exterior CSA eETLus C22.2 No. 31 & No. 1071
- NEMA 4X (Fibra de vidrio y acero inoxidable)
- NEMA 4 (Plástico electrofónico)
- NEMA 3R (Acero pintado)

### Materialien enthaltenen Vernetzungs

### Enfoque de Flujos de victimas

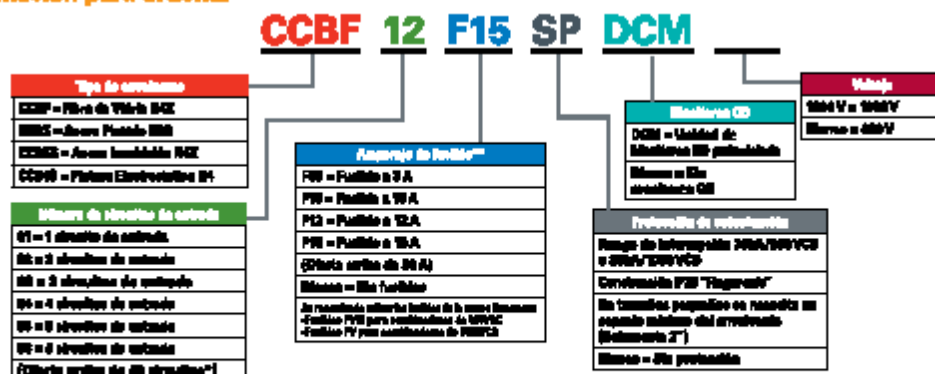
- **Políéster reforzado con fibra de vidrio moldeado por compresión en caliente**
- **No conductor, resistente a los impactos, resistente a los rayos UV, resistente a la llama**
- **El empaque de políéster transparente ofrece un sellado hermético al agua y al polvo**
- **Terminale sistema de acero inoxidable**



#### Challenges

- Fuzibles (se envían sin instalar)
- Protección contra sobrepases de tensión (surge protection)
- Acero inoxidable NEMA 4X
- Acero con pintura electrostática NEMA 4
- Acero pintado NEMA 3R
- Tubos flexibles para cables colores (pre-armados e instalados)
- Terminales de salida de compresión
- Instalación de fábrica de respirador y siren
- Diseño bipolar para 1000 VDC de voltaje combinado
- Combinaciones campactas disponibles ( Monitores DC)
- Bornes perforados disponibles desde fábrica
- Preinstalables/accesorios para tubería instalados de fábrica
- Terminales de salida doble
- Cubierta con bloqueo a cerradura
- Alimentación eléctrica integral, bloque de terminales
- Disponibilidad de opciones personalizadas: comuníquese con la oficina

### Información para ordenar



\* Compounds are 97-98% pure by GC-MS. Some ester compounds have a narrow LR. TMS

\*\* Configuraciones alternativas de fusibles disponibles para servicios con estándares especiales. Reemplazar F15 con NF15 en el número de artículo.

‡ *Elasmobranchs were collected from an adjacent reef area.*

## Combinadores solares con interruptores de desconexión integrados CD

Los combinadores solares con interruptores de Desconexión Integrados CD de Crouse-Hinds, una empresa de Eaton, proporcionan características fuertes y durables similares al combinador solar estándar y están disponibles de 1 a 48 circuitos de entrada\*, proporcionan un ahorro en costos de material, reducción en tiempo de instalación y trabajo conjuntando el combinador y el desconectador en un solo envoltorio y eliminando la necesidad de un desconectador por separado. Cuenta con certificación ETL con los estándares UL1741\* proporcionando tranquilidad y mucho espacio para el cableado para una fácil instalación.

### Características:

- Capacidad nominal de 800 VDC a 1000 VDC - Servicio Continuo
- Desconectores integrales disponibles en 100A, 250A, 400A y 600A†
- Porta-fusibles Touch-Safe
- Separador protector en material Lexan en todos los componentes vivos
- Terminales de salida de 90°C
- Configurado para arreglos de tierra positiva o negativa\*\*

### Certificaciones y cumplimiento:

- Listado cETLus 1241.1‡
- Listado Estándar CSA cETLus C22.2 No. 31 & No. 1071
- NEMA 4X (Fibra de vidrio y Acero Inoxidable)
- NEMA 4 (Pintura electrostática)
- NEMA 3R (Acero Pintado)

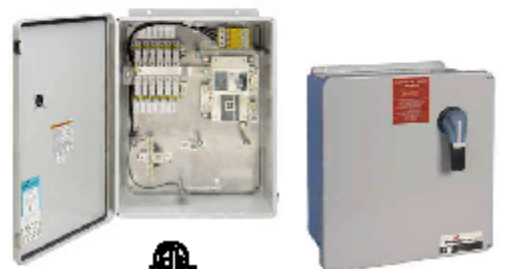
### Materiales estándar y opcionales:

#### Envoltorio de Fibra de vidrio

- Políester reforzado con fibra de vidrio moldeado por compresión en caliente
- No conductor, resistente a los impactos, resistente a los rayos UV, resistente a la llama
- El empaque de polietileno transparente ofrece un sellado hermético al agua y el polvo
- Tornillería externa de acero inoxidable

#### Rango del desconectador integral:

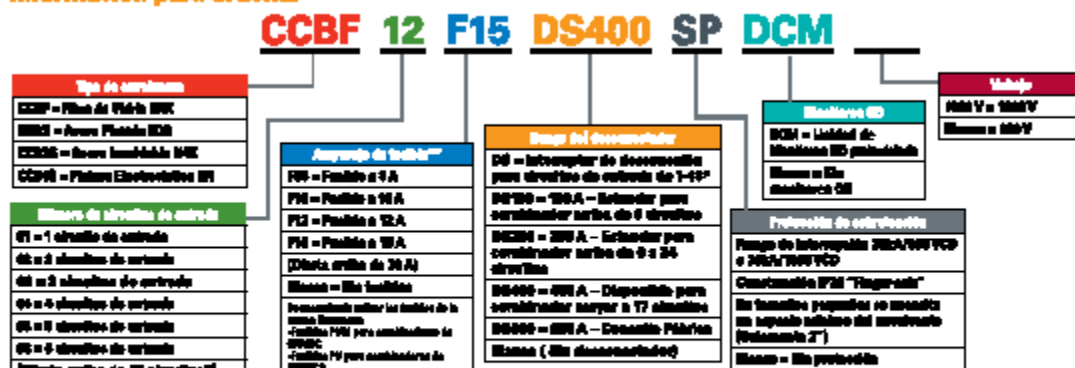
Para determinar el rango del desconectador integral, simplemente multiplique el número de los circuitos de salida con la máxima corriente por string y asegure redondeo hasta el siguiente superior tamaño del desconectador. En ningún caso la corriente máxima puede exceder el amperaje nominal del desconectador. Los interruptores de desconexión están clasificados 100% para un servicio continuo. Ejemplo: un combinador de 12 string con una corriente máxima de 12A por string x 12 string = 144A que es igual al rango mínimo de un interruptor de 250A (el siguiente más alto tamaño de desconectador).



### Opciones:

- Fusibles (se envían sin instalar)
- Protección contra sobrepicos de tensión (surge protection)
- Acero inoxidable NEMA 4X
- Acero con pintura electrostática NEMA 4
- Acero pintado NEMA 3R
- Tubos flexibles para cables solares (pre-armados a instalación)
- Terminales de salida de compresión
- Instalación de fábrica de respirador y desecante
- Diseño bláster para 1000 VDC de voltaje combinado
- Combinaciones compactas disponibles (Monitores DC)
- Barridos perforados disponibles desde fábrica
- Prensa cables/accesorios para tubería instalada de fábrica
- Terminales de salida de doble
- Culierta con bloqueo o cerradura
- Alimentación eléctrica integral, bloqueo de terminales
- Disponibilidad de opciones personalizadas: comuníquese con la fábrica

## Información para ordenar



\* Combinadores con 37-48 circuitos no están certificados, pero están construidos bajo la norma UL 1741.  
 \*\* Configuraciones alternativas de fusibles disponibles para arreglos con aterrizaje positivo. Reemplazar F15 con NP15 en el número de artículo.  
 † Interruptor de Desconexión de 1500V UL508.  
 ‡ Disponible para aplicaciones en montaje vertical solamente.



## Anatomía de un combinador (Sin cables, terminales, etc.)



### Opciones:

#### Conectores Integrales, sujetacables y amesas

Disponibles como una opción de precableado para una rápida instalación y ahorro de mano de obra.

#### Monitoreo

Puede ser agregado como una opción. Conductores sin conexión a tierra son alimentados 1 o 2 a través de un transductor de corriente anillo. Las configuraciones del módulo van de 6, 8 o 12 transductores de corriente. \*La integración de estos componentes puede aumentar el costo y tamaño de la caja. Esto debido a los múltiples dobleces requeridos para alimentar el sistema entrante a través del dispositivo de monitoreo de corriente y fusibles.

## INVERSOR TRIFÁSICO

### ZIGOR SOLAR CTR3

Inversor trifásico para plantas solares de medio-gran tamaño

#### Descripción

Los inversores ZIGOR SOLAR CTR3 han sido especialmente diseñados para mejorar el rendimiento y reducir el volumen en las plantas solares de medio-gran tamaño. Los inversores trifásicos ZIGOR SOLAR CTR3 de 100 a 300 kW destacan por su alta eficiencia, superior al 98,5%.

Así mismo la gama de inversores ZIGOR SOLAR CTR3 ofrece una alta fiabilidad y garantía de funcionamiento. Cabe destacar que con estos inversores se ha conseguido una densidad de potencia por unidad de volumen imbatible, haciendo posible una importante reducción del espacio necesario para los inversores de plantas solares de medio-gran tamaño.

Otra característica importante es su regulación automática de reactiva y sus herramientas de comunicación entre ellos y el sistema de supervisión y control centralizado. Todos sus parámetros son configurables en local y también de forma remota. Los inversores ZIGOR SOLAR CTR3 operan con una tensión de salida 3x400 V y están adaptados a las regulaciones Europeas para el cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión sin desconexión.



ZIGOR SOLAR CTR3

#### Características

- > Rango de tensión de entrada (500-1000 VDC)
- > Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- > Alto rendimiento energético MPPT > 99%
- > Muy baja distorsión armónica THD < 3%
- > Factor de potencia seleccionable
- > Conexión en paralelo sin limitación
- > Protección anti-isla con desconexión automática
- > Monitorización del equipo mediante LCD
- > Monitorización corriente strings (con opción ZIGOR SOLAR SB16)
- > Grado de protección IP21
- > Protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé
- > Regulación de reactiva automática
- > Programa Web server para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores
- > Eficiencia pico: 98,5%
- > Alta densidad de energía
- > Protecciones DC y AC incluidas
- > Puertos de comunicación ETHERNET
- > Fácil acceso desde cualquier navegador
- > Sistema remoto de monitorización ZIGOR SOLAR SWS1000: programa de comunicación remota, visualización de parámetros, control de registros del inversor, etc (opcional)

#### Conectividad y accesorios

##### > Web server Integrado

Programa Web server Integrado para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores trifásicos ZIGOR SOLAR CTR3. Este servidor web permite al usuario acceder a los datos del inversor en diferentes idiomas y grabar los siguientes datos: estado, parámetros, eventos, registro de eventos, funcionamiento.

##### > ZIGOR SOLAR SWS1000

El sistema ZIGOR SOLAR SWS1000 es una plataforma para monitorizar y registrar variables, revisar y modificar ajustes así como configurar diferentes parámetros de los inversores ZIGOR SOLAR CTR3. (Opcional)

Más información sobre conectividad y accesorios en la página 44

plantas pv on-grid

plantas pv media tensión

generación híbrida

ahorro energético

respaldo telecom

energía eólica



ENERGÍA SIN CORTES

**ZIGOR**



Powering Business Worldwide

[pe.eaton.com](http://pe.eaton.com)

## General-Purpose Transformer

**V39M28T49X**

UPC:786680012631

### Dimensions:

- Height: 56.17 IN
- Length: 24.67 IN
- Width: 31.44 IN

Weight:1100 LB

### Warranties:

- Eaton Selling Policy 25-000, one (1) year from the date of installation of the Product or eighteen (18) months from the date of shipment of the Product, whichever occurs first.

### Specifications:

- Type: Dry Type Distribution Transformer
- Design: DT-3
- Coil Material: Aluminum windings
- Frame: 917
- Frequency Rating: 50-60 Hz
- Phase: Three-phase
- Primary Voltage: 400V
- Secondary Voltage: 208Y/120V
- Tap Size: 2 at +2.5% FCAN, 4 at -2.5% FCBN
- Temperature Rating: 150°C
- Volt Ampere Rating: 150 KVA
- Weathershield: WS34

### Supporting documents:

- [Eaton's Volume 2-Commercial Distribution](#)
- [Eaton Specification Sheet - V39M28T49X](#)

### Certifications:

- UL Listed

Product compliance: No Data



## ZIGOR SOLAR PCM3



### Adaptabilidad.

- Potencia nominal en función de la instalación.
- Amplio rango de tensión AC.
- Válido para varios modelos de inversores ZIGOR SOLAR.

### Robustez.

- Funcionamiento hasta 55°C.
- Todos los componentes testados individualmente.
- Diseño para instalación en el exterior.

### Simplicidad.

- Acceso frontal total.
- Fácil mantenimiento.
- Mínimo MTTR.
- Fácil cableado.

### Producciones.

- Capaz de trabajar con gran variedad de grupos electrógenos.
- Permite elevar el factor de penetración FV en la instalación.
- Elevada velocidad de ajuste de la potencia generada.

### Máxima Fiabilidad

La gama de controladores ZIGOR SOLAR PCM3 ha sido diseñada para integrar los inversores de generación fotovoltaica de ZIGOR en cualquier tipo de instalación eléctrica.

Permite hibridar energía fotovoltaica con grupos electrógenos. Así como integrar energía fotovoltaica en instalaciones eléctricas con necesidades de control de inyección de energía a red.

### Mantenimiento

La gama de controladores ZIGOR SOLAR PCM3 se ha diseñado con el objetivo de facilitar y reducir los tiempos del mantenimiento. Esta solución en el diseño permite:

- Accesibilidad frontal a todos los componentes.
- Menores tiempos de mantenimiento y reparación.
- Menores costes de mantenimiento.
- Mayor disponibilidad de planta.

### Configuración DUAL

La gama de controladores ZIGOR SOLAR PCM3 ofrecen la posibilidad de convivir con una red eléctrica inestable que fluctúe entre:

- Red eléctrica inestable con derivación de energía.
- Red eléctrica generada a partir de un grupo electrógeno, sin posibilidad de derivación de energía.

### Grid Code Compliance

La gama de controladores ZIGOR SOLAR PCM3 permite que los inversores solares de ZIGOR cumplan con los requisitos del Grid-Code local, usando unos parámetros de configuración cuando está conectado a red y otros cuando está conectado a un grupo electrógeno.

### Comunicación

Los controladores ZIGOR SOLAR PCM3 se comunican con los inversores de ZIGOR por medio de un bus dedicado de acción rápida para evitar inestabilidades en la red eléctrica.

NON STOP POWER

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelo	ZIGOR SOLAR PCMS			
Potencia de conexión	> 200 kW	> 500 kW	> 1 MW	> 2 MW
Potencia máxima inversores	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW
Tensión nominal	3 x 400 V / 5 x 230 V (-15% / +5%)			
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz			
Tiempo inyección potencia	< 0,8 segundos (90% Potencia)			
	< 1,7 segundos (90% Potencia)			

## CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES Y MECÁNICAS

Rango de temperatura ambiente	-10°C +40°C
Grado de protección	IP65
Peso aproximado	7,8 kg
Distancia mínima entre inversores	1000 mm
Número máximo inversores	18
Dimensiones (P)	400 x 400 x 200 mm
Altitud de funcionamiento	3000 m
Humedad relativa	8 a 95% sin condensación

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Gama de inversores compatibles	ZIGOR SOLAR XTR8 ZIGOR SOLAR CTR6
Método de refrigeración	Ventilación natural
Comunicaciones inversores	BUS ZIGOR
Interfaz de usuario	LCD, Botones, Led indicadores
Herramienta de comunicaciones	Via serial a través de Ethernet
Supervisión - autodiagnóstico	SI

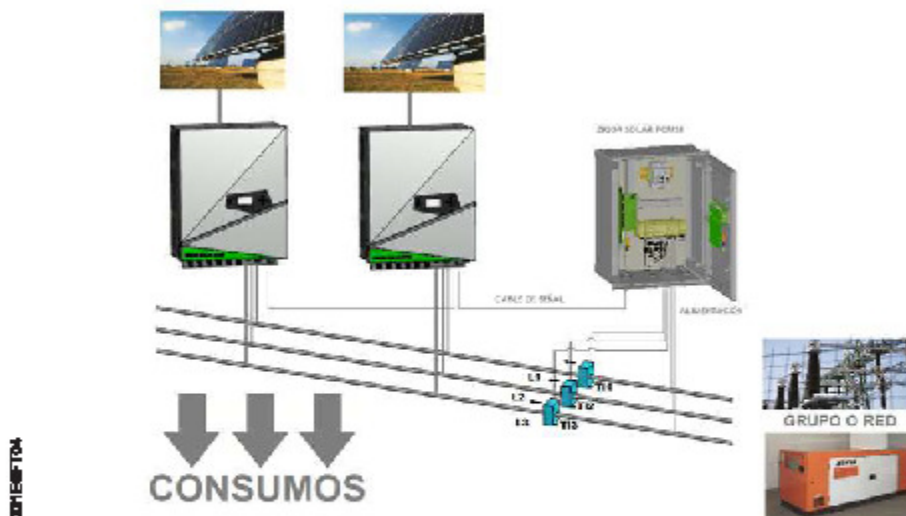
## NORMAS/OTRAS

Marca	CE
Directiva	90047/EEC

(\*) Transmisión de potencia en protección activa.

Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso.

## ESQUEMA DE CONEXIÓN





Cables para Energías Limpias

## Cable de Cobre, Fotovoltaico PV, XLPE



### DESCRIPCIÓN GENERAL

Cable formado por un conductor de cobre suave, con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE).

### ESPECIFICACIONES

- UL 4703 Outline of Investigation for Photovoltaic Wire
- UL 44 Rubber-Insulated wires and cables, for cables rated RHW-2 or RHH

### CERTIFICACIONES



### PRINCIPALES APLICACIONES

- Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieran características de resistencia a la intemperie.
- Pueden instalarse en charolas o tubería conduit y en instalaciones subterráneas o expuestas a la luz solar, en lugares húmedos o secos.

### CARACTERÍSTICAS

- Tensión máxima de operación: 600 ó 2,000 V.
- Temperatura máxima de operación en el conductor: 90°C en ambiente seco o mojado.
- Se fabrican en calibres de 2.082 a 506.7 mm<sup>2</sup> (14 AWG a 1 000 kcmil).
- Cable con características de no propagación de la flama.
- Aislamiento de polietileno de cadena cruzada libre de metales pesados (RoHS) y resistente a la luz ultravioleta.
- Disponible en varios colores.

### VENTAJAS

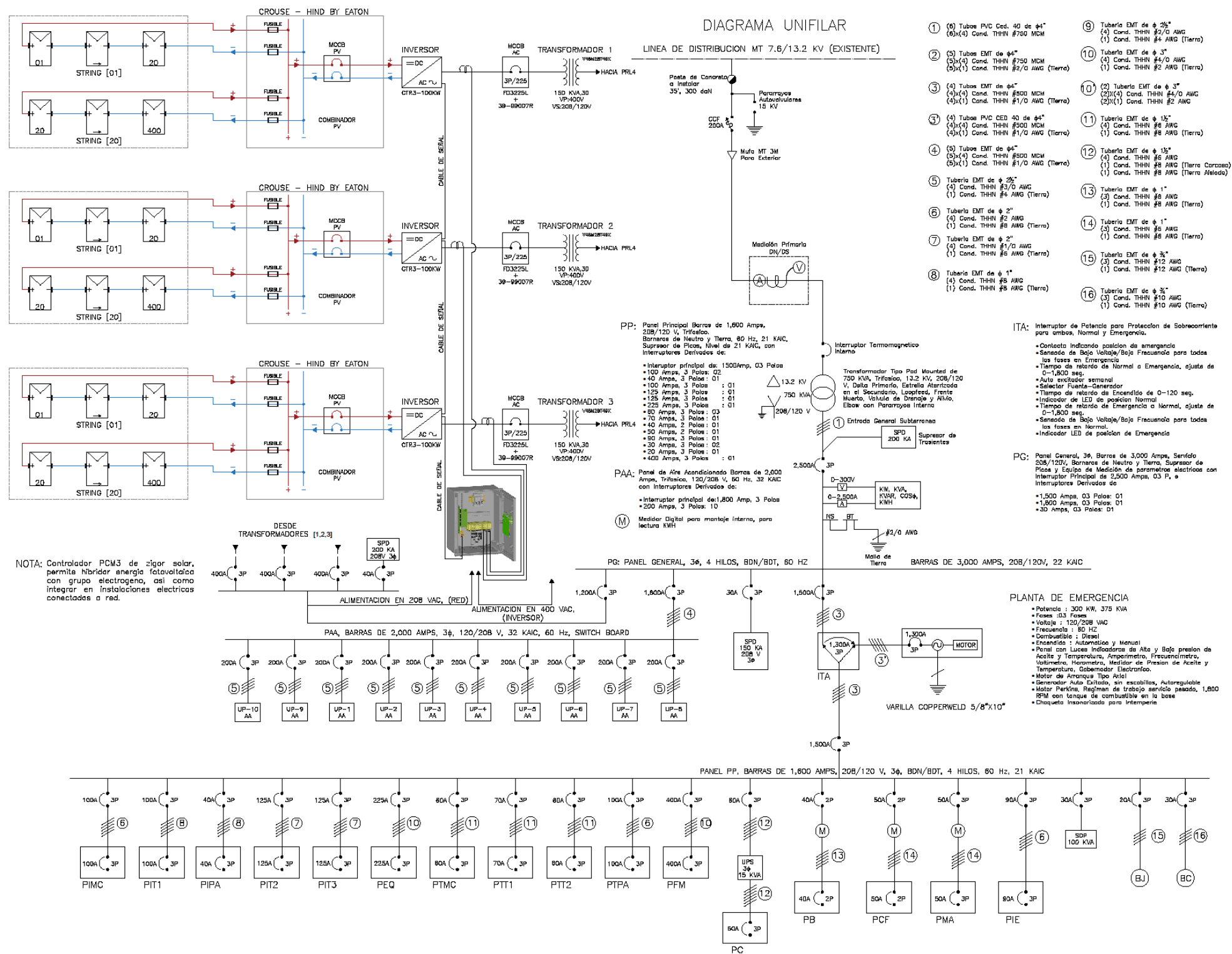
- Los conductores son cables de cobre suave lo cual facilita su manejo e instalación dándoles mayor flexibilidad durante su uso.

600V 2000V  
90°C

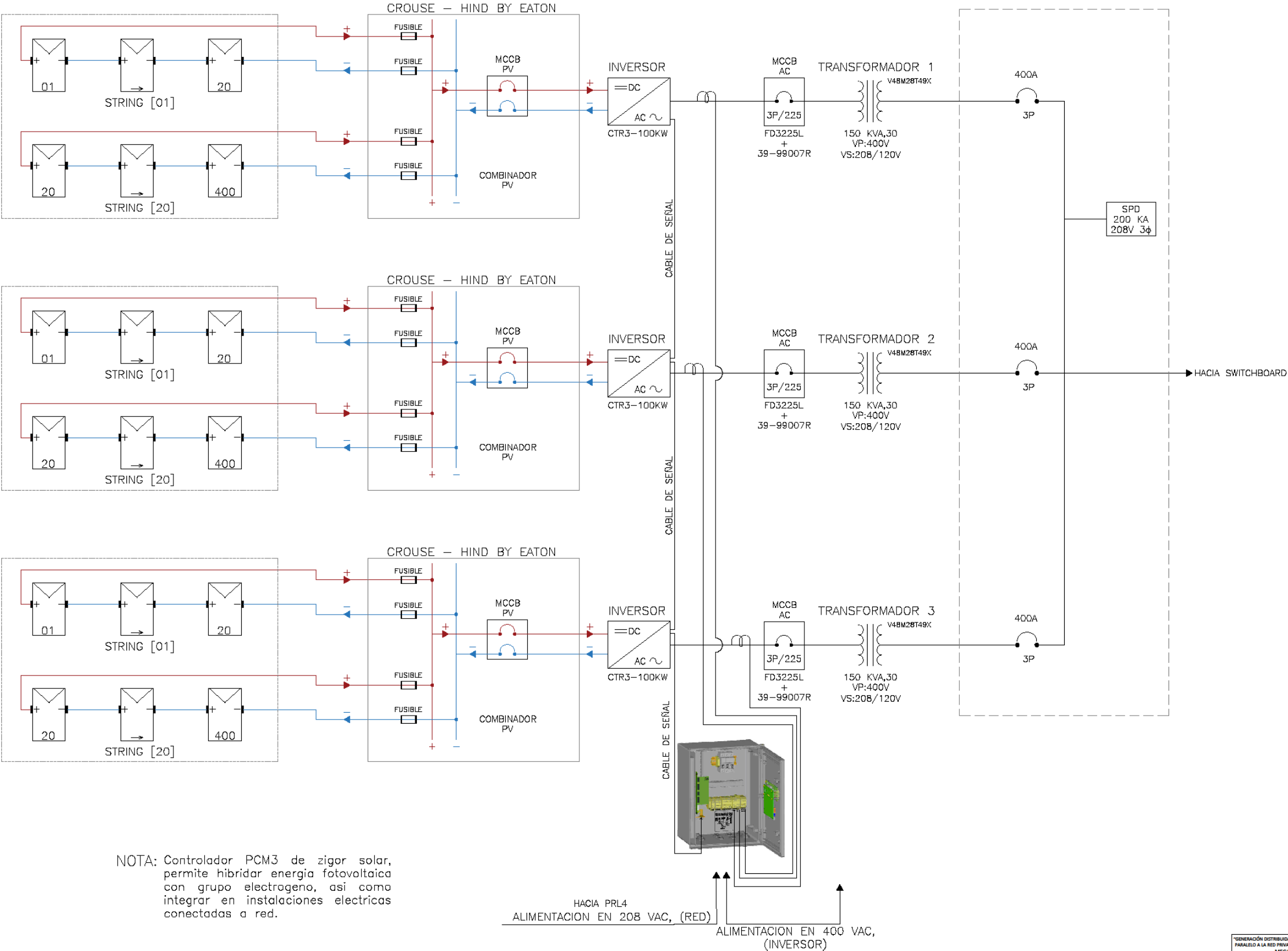
### ATRIBUTOS



**5. Red de media tensión y baja tensión, diagrama Unifilar (actualizado) con integración del sistema fotovoltaico propuesto.**



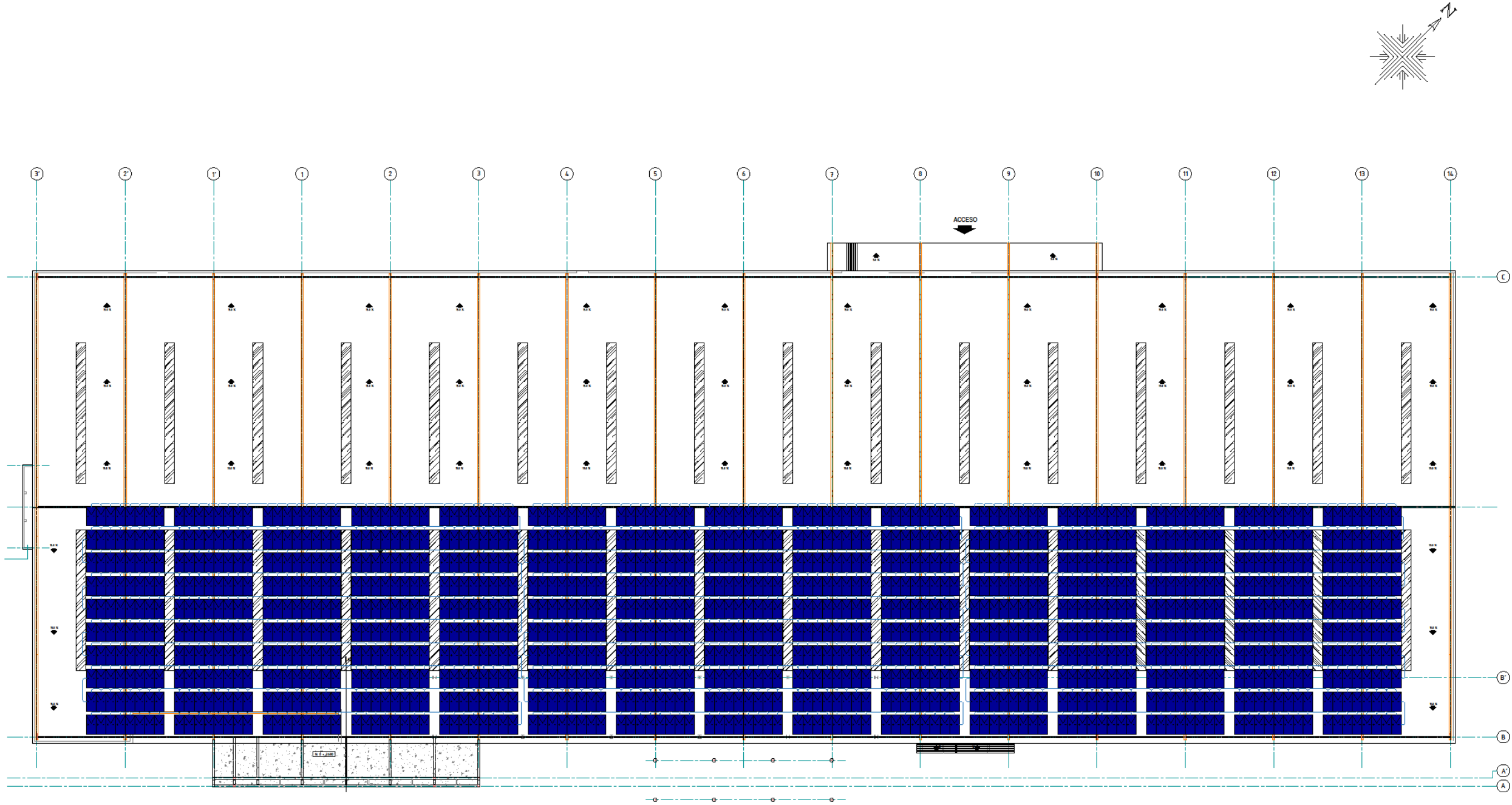
5.1. Sistema fotovoltaico, diagrama unifilar ampliado



"GENERACIÓN DISTRIBUIDA: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EN PARALELO A LA RED PRIVADA EN BAJA TENSION PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE MEGA TIENDA SINSA CARRETERA MASAYA"			
02	A A1 02 FN	DIAGRAMA UNIFILAR - FOTOVOLTAICO AMPLIADO	ENERO 2018
ING. ADARCT EVERHORN GONZALEZ BERNIS		ING. IVAN ALEJANDRO AGUILAR DIAZ	
ARG. ALANES R. PEREZ VANEGAS			



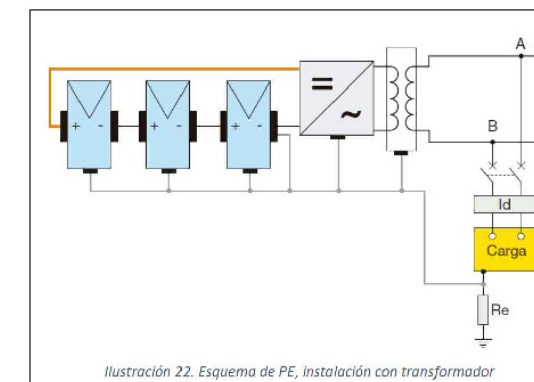
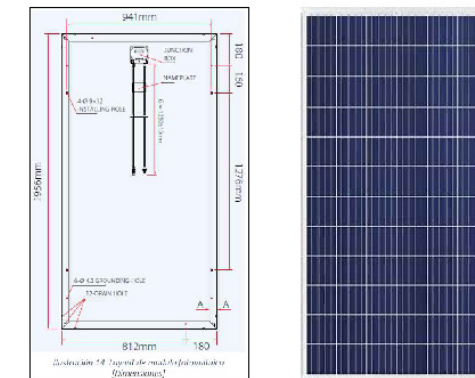
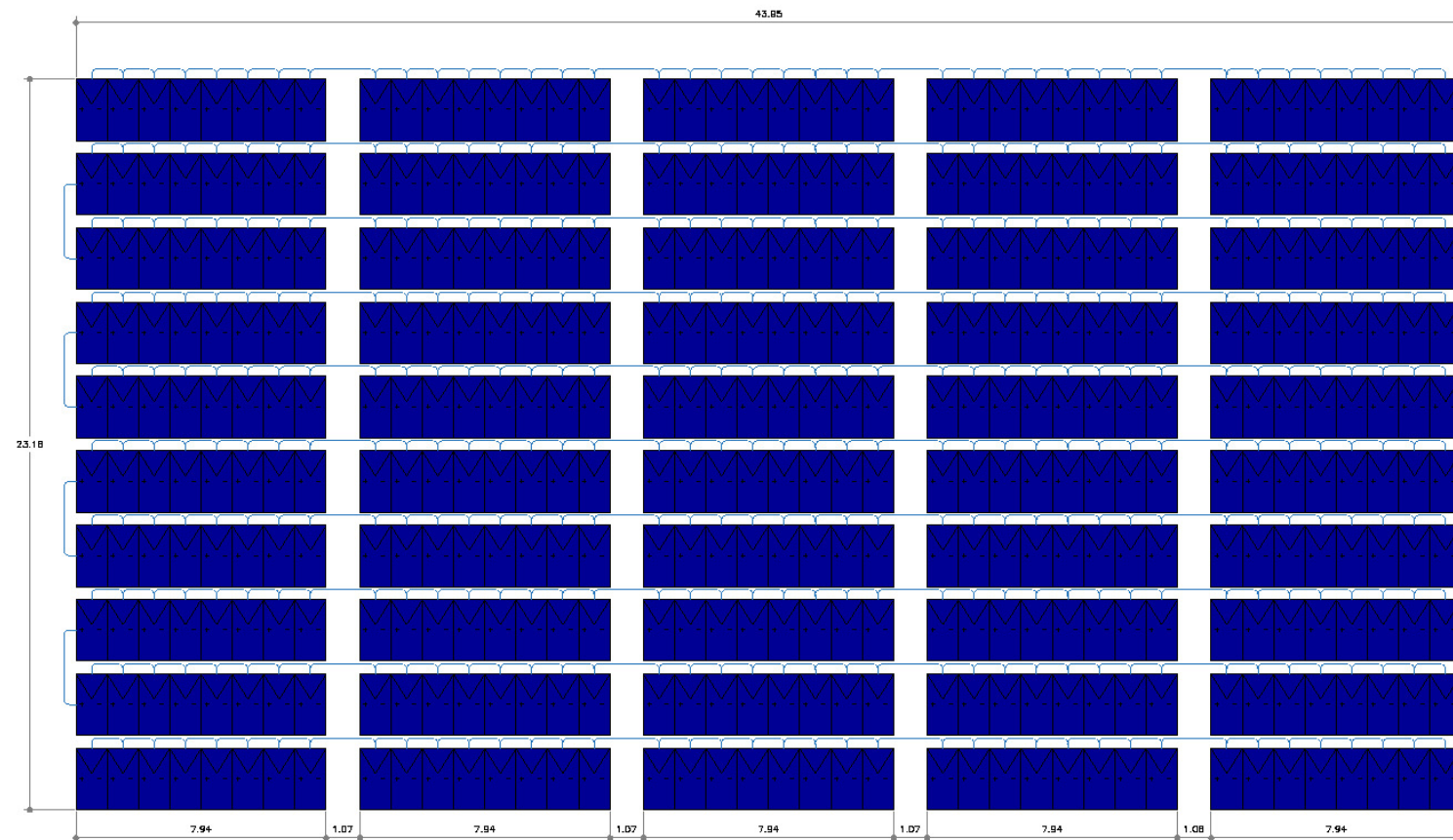
5.2. Implantación fotovoltaica, diagrama de techo [Integración arquitectónica]



IMPLANTACION DE PANELES FOTOVOLTAICOS  
Escala: 1:50

"GENERACIÓN DISTRIBUIDA: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EN PARALELO A LA RED PRIVADA EN BAJA TENSION PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE MEGA TIENDA SINCA CARRETERA MASAYA"			
03	A_01_03FN	IMPLANTACIÓN DE FOTOVOLTAICA	
		ENERO 2018	ISO A1: INDICADA
DR. ADACI EVERNOR GONZALEZ BERNIS		DR. JUAN ALEJANDRO AGUILAR DIAZ	
ARG. ALANIS R. PEREZ VANEZAS			

### 5.3. Distribución de paneles fotovoltaicos, dimensionamiento [valido para los 3 generadores].



DISTRIBUCION DE PANELES FOTOVOLTAICOS

"GENERACIÓN DISTRIBUIDA: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EN PARALELO A LA RED PRIVADA EN BAJA TENSIÓN PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE MEGA TIENDA SINSA CARRETERA MASAYA"			
Cód. 04 A A1 04FN	DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS ENEIRO 2018 ISO A1: 1-100		
ARO, ALAN R. PEREZ VANGUARD		BR. ADRIAN EVERSON GONZALEZ BERNIS BR. DIAN ALIENOR AGUILAR DIAZ	

## 6. Pliego tarifario octubre 2018

Pliego utilizado para análisis económico, tarifa T-2D

### INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA ENTE REGULADOR

TARIFAS ACTUALIZADAS A ENTRAR EN VIGENCIA EL 1 DE OCTUBRE 2018

AUTORIZADAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS DISNORTE Y DISSUR

MEDIA TENSION (VOLTAJE PRIMARIO EN 13.8 Y 24.9 kV)

TIPO DE TARIFA	APLICACIÓN	TARIFA		CARGO POR	
		CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA (C\$/kWh)	POTENCIA (C\$/kW-mes)
GENERAL MAYOR	Carga contratada mayor de 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas, Centro de Salud, Hospitales, etc)	T-2D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Todos los kWh	5.7572	
			kW de Demanda Máxima		845.6733
		T-2E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Verano Punta	9.3714	
			Invierno Punta	9.0728	
			Verano Fuera de Punta	6.4759	
			Invierno Fuera de Punta	6.2587	
			Verano Punta		941.8552
			Invierno Punta		588.2035
			Verano Fuera de Punta		0.0000
			Invierno Fuera de Punta		0.0000
INDUSTRIAL MEDIANA	Carga contratada mayor de 25 y hasta 200 kW para uso Industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	T-4D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Todos los kWh	4.7620	
			kW de Demanda Máxima		542.1606
		T-4E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Verano Punta	6.9820	
			Invierno Punta	6.7542	
			Verano Fuera de Punta	4.6413	
			Invierno Fuera de Punta	4.4871	
			Verano Punta		701.4918
			Invierno Punta		438.0978
			Verano Fuera de Punta		0.0000
			Invierno Fuera de Punta		0.0000
INDUSTRIAL MAYOR	Carga contratada mayor de 200 kW para uso Industrial (Talleres, Fábricas, etc)	T-5D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Todos los kWh	4.8852	
			kW de Demanda Máxima		564.5102
		T-5E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL		
			Verano Punta	7.2213	
			Invierno Punta	6.9859	
			Verano Fuera de Punta	4.7715	
			Invierno Fuera de Punta	4.6150	
			Verano Punta		731.0899
			Invierno Punta		456.5759
			Verano Fuera de Punta		0.0000
			Invierno Fuera de Punta		0.0000
PEQUEÑAS CONCESIONARIAS	Para uso exclusivo de pequeñas distribuidoras de energía eléctrica	TPC	TARIFA MONOMIA		
			Todos los kWh	3.8481	

## 7. Factura de complejo

Factura de energía emitido por la distribuidora Disnorte-Dissur, mes de junio 2018.

[illegible]



## 8. Mapa solar de Nicaragua, Vadstena - Universidad Centro Americana (UCA), Julio Lopez De La Fuente SJ.

Contiene ubicación de las plantas de generación solar fotovoltaica estatales.

